

Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

NEW CHALLENGE

รายงานประจำปี 2564
Annual Report 2021

วิสัยทัศน์
VISION

บริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ

To manage mineral fuel resources to bolster and maintain national energy security in an efficient way.

พันธกิจ
MISSION

ส่งเสริมให้มีการสำรวจ ผลิต และบริหารจัดการแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติแบบบูรณาการโดยใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

To promote integrated exploration, production, and management of mineral fuel resources by using advanced and environmentally friendly technology.

วัฒนธรรมองค์กร
ORGANIZATIONAL CULTURE

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทำงานประสานประโยชน์ มุ่งมั่น เต็มใจ โปร่งใส และรับผิดชอบ

The Department of Mineral Fuels (DMF) coordinates all parties' interests with commitment, willingness, transparency, and responsibility.



NEW CHALLENGE

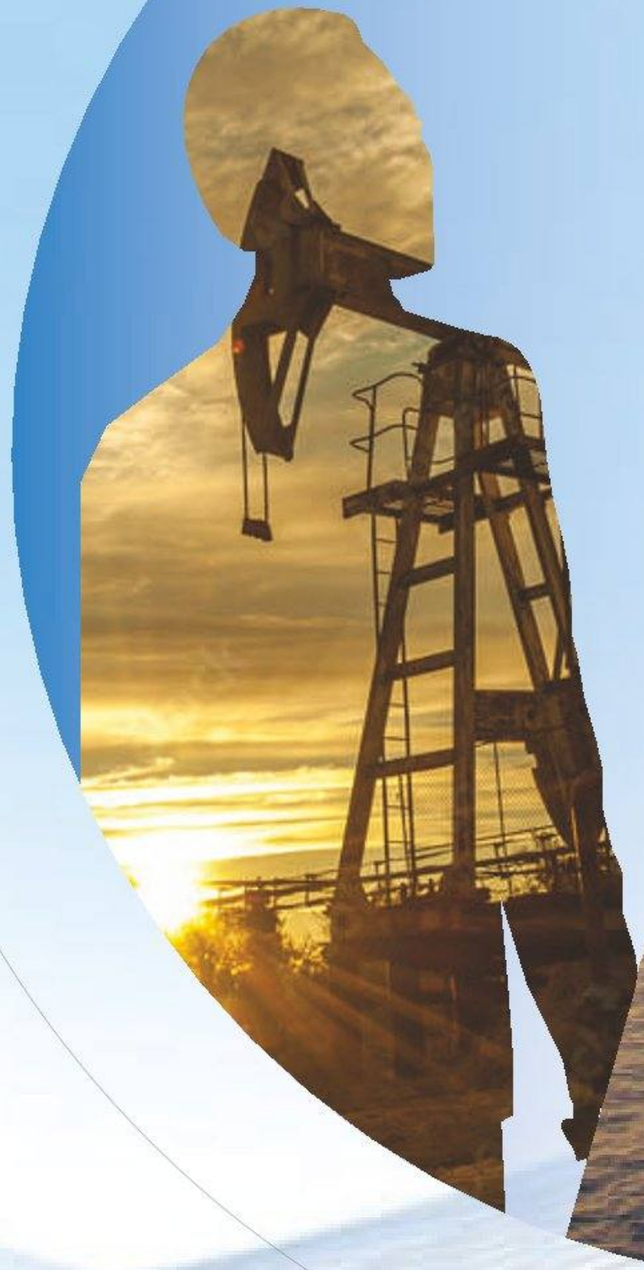




2564

2021

สารบัญ
Contents





Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

ข้อมูลน่ารู้ 2564
At a Glance 2021

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ
GAS PLAN 2018



ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ
Promotion of natural gas consumption in various economic sectors



เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติ
Acceleration of natural gas E&P



พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ
Development of natural gas infrastructure



ส่งเสริมการแข่งขันก๊าซธรรมชาติ
Promotion of competition in the gas business

สัมปทานปิโตรเลียม
PETROLEUM CONCESSIONS

36 จำนวนสัมปทาน
Petroleum Concessions

3 พื้นที่ผลิตใหม่
New Production Areas



17 แปลงสำรวจบนบก
Onshore Concessions

29 แปลงสำรวจในทะเล
Offshore Concessions

การเจาะหลุม
DRILLING

หลุมประเมินผล Appraisal Wells	ในทะเล Offshore	บนบก Onshore
11 หลุม	7 หลุม	4 หลุม
	พบปิโตรเลียม 6 หลุม (6 successful)	พบปิโตรเลียม 3 หลุม (3 successful)

หลุมผลิตปิโตรเลียม Production Wells	ในทะเล Offshore	บนบก Onshore
271 หลุม	164 หลุม	107 หลุม

ปริมาณสำรอง
RESERVES (P1)

น้ำมันดิบ CRUDE OIL	94.67	ล้านบาร์เรล MMbbl
ก๊าซธรรมชาติเหลว CONDENSATE	86.42	ล้านบาร์เรล MMbbl
ก๊าซธรรมชาติ NATURAL GAS	3.44	ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต Tcf



ข้อมูลน่ารู้ 2564
At a Glance 2021

การผลิต
PRODUCTION

น้ำมันดิบ
CRUDE OIL



34.86
ล้านบาร์เรล/ปี
MMbbl/y

ก๊าซธรรมชาติเหลว
CONDENSATE



29.06
ล้านบาร์เรล/ปี
MMbbl/y

ก๊าซธรรมชาติ
NATURAL GAS



997.38
พันล้านลูกบาศก์ฟุต/ปี
Bcf/y

รายได้รัฐ
GOVERNMENT REVENUE

หน่วย : ล้านบาท
Unit : Million baht

49,948
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม
PETROLEUM INCOME TAX

35,753
ค่าภาคหลวง
ROYALTY

11,349
รายได้ของรัฐจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
MTJA REVENUE

7,339
ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต
PRODUCTION PERIOD RENEWAL BENEFITS

145
เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ
SRB

การจัดสรรค่าภาคหลวง
ROYALTY ALLOCATION



หน่วย : ล้านบาท
Unit : Million baht



720.35	720.35	720.35
อบต. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม TAOs in Producing Areas	อบต. ทั่วประเทศและเทศบาลต่าง ๆ TAOs and Municipalities Nationwide	อบจ. ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม PAOs in Producing Areas

สิ่งแวดล้อม
ENVIRONMENT

- การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
- โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

- Safety and Environmental Oversight
- Environmental Monitoring Program in Petroleum Operations in the Gulf of Thailand

กิจกรรมเพื่อสังคม
CSR

- โครงการการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในกิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี
- โครงการการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในกิจกรรมสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่
- โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย

- Project to bolster confidence, trust, and greater engagement of the people to accommodate E&P project development through a tripartite taskforce on network upkeeping
- Project to bolster confidence, trust, and greater engagement of the people to accommodate E&P project development through educational activities on the new E&P bid rounds.
- Flagship Project

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64

Awarding of Exploration and Production Rights for Onshore Exploration Block L1/64

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีภารกิจในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการอนุมัติอนุญาตให้ดำเนินการของผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม ซึ่งในปี 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้อนุมัติพื้นที่ผลิต และเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งบนบกจำนวน 1 แปลง เพื่อเสริมสร้างความมั่นคง และความยั่งยืนด้านการจัดหาพลังงานของประเทศ

สืบเนื่องจากแปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC ของบริษัท ซิโน ยูเอส ปิโตรเลียม อิงค์ ซึ่งได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมเป็นเวลา 10 ปี ในช่วงระหว่างวันที่ 12 เมษายน 2554 - 11 เมษายน 2564 ได้สิ้นสุดอายุสัมปทานลงตามเวลาดังกล่าว และตามกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมไม่สามารถต่อระยะเวลาผลิตได้อีกต่อไป โดยคงเหลือปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมที่ยังไม่ได้พัฒนาอีกจำนวนหนึ่ง ดังนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 23 ในพื้นที่ดังกล่าวรวมกับพื้นที่ข้างเคียงที่มีศักยภาพปิโตรเลียม คือ แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 แบ่งออกเป็นพื้นที่ เอ ซึ่งเป็นพื้นที่สำรวจใหม่ และพื้นที่ บี ซึ่งเป็นพื้นที่ผลิตเดิม รวมพื้นที่จำนวน 78.90 ตารางกิโลเมตร ในเขตจังหวัดสุโขทัยและกำแพงเพชร ซึ่งต่อมาบริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด ได้รับสัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงดังกล่าว เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2564 โดยบริษัทฯ มีแผนการผลิตปิโตรเลียมต่อจากแหล่งผลิตเดิม ซึ่งเคยผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 200-300 บาร์เรลต่อวัน ตลอดจนทำการ สำรวจเพิ่มเติม ประกอบด้วยการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนและการเจาะหลุมสำรวจเพื่อหาปิโตรเลียมแหล่งใหม่ ทั้งนี้ เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ และการผลิตต่อเนื่องจากแหล่งเดิมดังกล่าวสามารถลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศคิดเป็นมูลค่ากว่า 300 ล้านบาทต่อปี

It is the mission of the Department of Mineral Fuels (DMF) to award petroleum exploration and production (E&P) rights and approve awardees' E&P operation under the Petroleum Act of 1971 and applicable petroleum laws. To enhance national energy security and sustainability, this year DMF approved production areas and accepted applications for E&P rights for one onshore block.

This awarded acreage concerned the concession expiry of the NC Onshore Exploration Block, operated by Sino-U.S. Petroleum Inc., which had won 10-year production extension (April 12, 2011 - April 11, 2021) and, under petroleum laws, could not be further extended. Yet, some petroleum resources have remained undeveloped, so the department began accepting fresh applications for E&P rights (Round 23) for this area along with adjacent areas with petroleum potential, namely Onshore Exploration Block L1/64. To this end, "L1/64 Area A" represents a new exploration area, and "L1/64 Area B" represents a former production area, altogether occupying 78.90 square kilometers of Sukhothai and Kamphaeng Phet. On November 19, 2021, CNPCHK (Thailand) Ltd., won this concession and planned to resume production from the old field, which had been producing 200-300 barrels per day (bpd). In addition, the concessionaire planned further seismic exploration together with new exploration drilling for new deposits for enhanced national energy security and continued production from the old field, which could lower crude oil imports by some Baht 300 million a year.



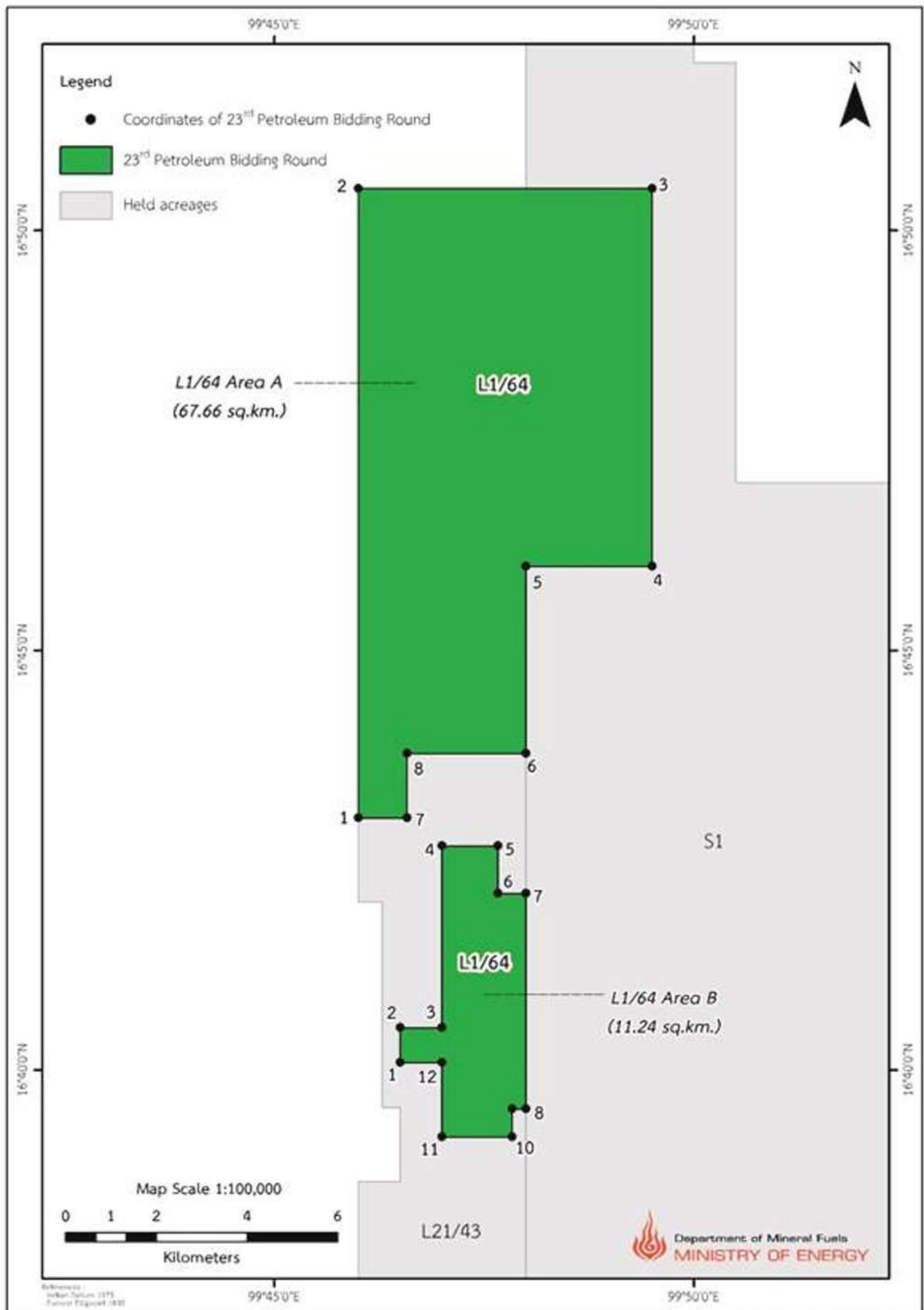
โดยหลังจากที่ได้รับอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม L1/64 บึงหญ้า จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2564 บริษัทฯ ได้เริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตเดิมอีกครั้ง ในวันที่ 20 ธันวาคม 2564 ซึ่งเป็นการผลิตจาก 4 ฐานหลุมผลิต ประกอบด้วย 1) ฐานหลุมผลิต BMS1 จำนวน 8 หลุม 2) ฐานหลุมผลิต BYW1 จำนวน 1 หลุม 3) ฐานหลุมผลิต BYN2 จำนวน 3 หลุม และ 4) ฐานหลุมผลิต BYN3 จำนวน 1 หลุม รวมทั้งสิ้น 13 หลุม ซึ่งสามารถผลิตน้ำมันดิบได้ที่อัตราประมาณ 200 บาร์เรลต่อวัน

นอกจากนั้น ในช่วง 3 ปีแรกของการสำรวจจะมีการลงทุนขั้นต่ำภายในประเทศ และผลประโยชน์พิเศษที่รัฐจะได้รับรวมประมาณ 4.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือกว่า 130 ล้านบาท และในกรณีที่มีการสำรวจพบและสามารถผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งใหม่ในแปลงสำรวจดังกล่าว จะสามารถสร้างรายได้ให้แก่รัฐในรูปแบบของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น ซึ่งจะช่วยขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศในภาพรวม ตลอดจนทำให้เกิดการสร้างงานและสร้างรายได้แก่ท้องถิ่นต่อไป

After winning the L1/64 Bung Ya production area approval from the department, CNPCHK (Thailand) resumed production from the field on December 20, 2021. The outputs came from four platforms, namely BMS1 (eight wells), BYW1 (one well), BYN2 (three wells), and BYN3 (one well). The 13 wells yielded a total of some 200 bpd of crude oil.

During the first three years of exploration, the minimum domestic investment and special benefits to be submitted to the Treasury would amount to about USD 4.4 million (Baht 130 million). And if new petroleum deposits are found and produced from the block, they would yield income for the country in the forms of royalty and petroleum income tax, which would drive the national economy in addition to generating local jobs and income.





พื้นที่แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64

L1/64 Onshore Exploration Block




การลงนามสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2564
Signing of the L1/64 Onshore Exploration Block on November 19, 2021




การเริ่มผลิตน้ำมันดิบในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2564
Oil Production Start-up in the L1/64 Onshore Exploration Block on December 20, 2021

สารจากอธิบดี

MESSAGE FROM THE DIRECTOR GENERAL



การสำรวจปิโตรเลียมในประเทศไทยมีมายาวนานมากกว่า 50 ปี และในปี 2564 เป็นปีที่ครบรอบ 50 ปี ที่ประเทศไทยได้มีกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมสองฉบับแรก ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และภายหลังมีการปรับปรุงแก้ไขให้เหมาะสมกับสภาวการณ์แต่ละช่วงเวลา โดยปัจจุบันได้ประกาศใช้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 แก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับ 7) พ.ศ. 2560 ที่มีการกำหนดให้การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีทางเลือกให้รัฐสามารถพิจารณานำระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือระบบสัญญาจ้างบริการมาใช้ในการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียม นอกเหนือไปจากการพิจารณาให้สัมปทานปิโตรเลียม

จากการกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัมปทานตามกฎหมายปิโตรเลียมที่ผ่านมา ในปี 2564 มีแหล่งน้ำมันดิบขนาดเล็ก (เหล่งบึงหญ้าบึงม่วง) บริเวณจังหวัดสุโขทัยและกำแพงเพชร แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC ที่ประกอบกิจการปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัมปทานได้สิ้นสุดระยะเวลาผลิตลง นับได้ว่าเป็นแปลงสำรวจแปลงแรกที่ได้ประกอบกิจการปิโตรเลียมจนครบกระบวน การนับตั้งแต่ได้รับสัมปทานจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาผลิตโดยเมื่อสิ้นระยะเวลาผลิต ผู้รับสัมปทานจะต้องส่งมอบทรัพย์สิน สิ่งติดตั้งที่รัฐรับมอบเพื่อใช้ประโยชน์ได้ต่อและในส่วนที่รัฐไม่เลือกรับผู้รับสัมปทานต้องรื้อถอนสิ่งติดตั้งตามกฎหมาย ซึ่งเป็นการดำเนินงานครั้งแรกของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่ต้องมีการรับมอบทรัพย์สินที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมจากผู้รับสัมปทาน นับเป็นประวัติศาสตร์อีกหน้าหนึ่งของการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศไทย ที่การดำเนินการดังกล่าวผู้รับสัมปทานต้องทำข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้ง (Asset Transfer Agreement หรือ ATA) กับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และเนื่องจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ประเมินว่า เมื่อแปลงสำรวจฯ NC สิ้นสุดระยะเวลาผลิต แต่ยังมีทรัพยากรปิโตรเลียมเหลืออยู่ จึงมีการเลือกรับสิ่งติดตั้งในแปลงดังกล่าวเพื่อนำมาใช้ในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบต่อไป โดยการนำแปลงเดิมและพื้นที่โดยรอบที่คาดว่ามีศักยภาพปิโตรเลียมมาเปิดให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ในระบบสัมปทาน เป็นแปลงสำรวจหมายเลข L1/64 ซึ่งผู้รับสัมปทานรายใหม่ต้องดำเนินงานตามข้อกำหนดการใช้สิ่งติดตั้งที่เป็นของรัฐในสัญญาสัมปทาน โดยผลการเปิดให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงนี้แม้ว่าจะเป็นการเปิดให้ยื่นขอสิทธิรอบใหม่แต่มิได้มีการเปลี่ยนแปลงระบบการบริหารจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมตามประกาศของคณะกรรมการปิโตรเลียมและยังได้ผู้ดำเนินงานรายเดิม

Petroleum exploration in Thailand is now more than half a century old. This year (2021) marked the 50th anniversary of the promulgation of the first, key petroleum laws, namely the Petroleum Act (1971) and the Petroleum Income Tax Act (1971), which have undergone due amendment to suit changing circumstances. We are currently enforcing the Petroleum Act (1971), No. 7, of 2017, which allows the State to choose to impose either the production sharing contract (PSC) or the service contract management regime for exploration and production (E&P) in addition to the concession system.

This year's supervision under the Petroleum Act saw a marginal oil field (Bung Ya - Bung Muang) in Onshore Block NC in Sukhothai and Kamphaeng Phet, complete its circuit of formal petroleum operations from concession awarding to production period termination, after which the concessionaire must deliver assets and installations to the State for further application. As for those assets and installations not received by the State, the concessionaire must by law remove them. This was the first time the department takes delivery of petroleum assets from a concessionaire, a historic chapter in Thailand's E&P. In so doing, the concessionaire must prepare an Asset Transfer Agreement (ATA) with the department. In this case, DMF had assessed that some petroleum resources remained unexploited after the expiry of the original concession and had therefore decided to take transfer of installations in such block for further oil production processes. To this end, it combined the block with surrounding acreage with petroleum potential and then launched a new bid round for Exploration Block L1/64, requiring that the new concessionaire comply with the requirements for State installation exploitation in its concession. While the bid round was a new one, DMF relied on the former petroleum management regime announced by the Petroleum Committee, and the round resulted in the former concessionaire being awarded the block.

นอกจากจะมีการดำเนินการรับมอบสิ่งติดตั้งในแปลงสำรวจบนบกแล้ว ยังมีแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยภายใต้ระบบสัมปทานที่กำลังจะสิ้นระยะเวลาผลิตในปี 2565-2566 ประกอบด้วย แปลงสำรวจหมายเลข 10 11 12 และ 13 (กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณ) หมายเลข 15 16 และ 17 (กลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติบงกช) ที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้มีการบริหารจัดการทั้งสองแหล่งนี้ล่วงหน้าด้วยเห็นว่าทั้งสองแหล่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญของประเทศมีทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ต่อภายหลังสิ้นระยะเวลาผลิตอีกประมาณ 10 ปี เป็นอย่างน้อย รัฐบาลจึงได้ให้กระทรวงพลังงานเปิดประมูลแหล่งก๊าซธรรมชาติทั้งสองแหล่งดังกล่าวภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปี 2561 และได้ผู้รับสัญญารายใหม่ในปี 2562 และแม้ว่าจะได้รับผู้รับสัญญารายใหม่เข้ามาดำเนินงาน การดำเนินการตามกฎหมายปิโตรเลียมของผู้รับสัญญารายเดิมภายใต้ระบบสัมปทานยังต้องดำเนินต่อไป จนสิ้นระยะเวลาผลิต และเพื่อให้ทุกภาคส่วนมั่นใจว่าอุปกรณ์การผลิตและสิ่งติดตั้งที่รัฐรับมาจากผู้รับสัมปทานรายเดิมสามารถใช้งานได้ไม่ชำรุดทรุดโทรมเสียหาย สามารถใช้อุปกรณ์สิ่งติดตั้งทุกชิ้นส่วนผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่องในช่วงเวลาการเปลี่ยนผู้ดำเนินงาน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงจัดให้เจ้าหน้าที่ลงตรวจสอบสภาพอุปกรณ์การผลิตและสิ่งติดตั้งที่ตกเป็นของรัฐทั้งหมดนับหมื่นรายการก่อนการรับมอบในเดือนเมษายน 2565

สำหรับการดำเนินงานในปี 2564 ผลจากการแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา (COVID-19) ราคาน้ำมันในตลาดโลกมีราคาต่ำ และอัตราการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งใกล้สิ้นระยะเวลาผลิตลดลง ทำให้มีการจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตในประเทศและพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย ทั้งก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบรวมเฉลี่ย 725,902 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากปีก่อนคิดเป็นร้อยละ 4.9 แต่อย่างไรก็ตามรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมยังทำรายได้ให้กับประเทศไทยและท้องถิ่น โดยในปี 2564 คิดเป็นจำนวนรวมประมาณ 104,500 ล้านบาท จากทั้งค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ รายได้อื่น ๆ รายได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย และภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บโดยกรมสรรพากร อีกทั้งมีการจัดสรรค่าภาคหลวงปิโตรเลียมสู่องค์การบริหารท้องถิ่นประมาณ 2,160 ล้านบาท นอกจากนั้นการประกอบกิจการปิโตรเลียมยังก่อให้เกิดการลงทุนในประเทศถึง 90,785 ล้านบาท

Apart from taking transfer of onshore installations, this year we had exploration blocks in the Gulf of Thailand under the concession system nearing the final production period of 2022-2023, namely Blocks 10-13 (Erawan group of fields) and Blocks 15-17 (Bongkot group of fields). Anticipating the management of these two critical indigenous gas fields, DMF took advance management steps, since they contained producible gas resources for at least ten years after production period expiry. The government therefore assigned the Ministry of Energy to launch a bid round for both fields under the PSC regime in 2018, resulting in two new contractors in 2019. While these new contractors are due to be operating, work under the petroleum law by incumbent concessionaires must proceed to the end of the respective production periods. To ensure all sectors that production equipment and installations transferred from incumbent concessionaires are in good shape and all pieces of equipment can be continually operated during the transition of operations, the department assigned its officers to conduct detailed inspection of the production equipment and installations transferred to the State, altogether more than 10,000 items, before taking transfer of these in April 2022.

As for our 2021 performance, the COVID-19 epidemic and low world oil prices persisted through the year, while petroleum output rates at fields nearing production period expiry diminished, necessitating supply procurement of natural gas, condensate, and oil from indigenous fields and MTJDA averaging 725,902 barrels of oil equivalent per day (BOED), down 4.9% from last year. Still, this year's petroleum revenue proved substantial for Thailand and localities alike. The year saw a total collection of 104.5 billion baht in royalty, special remuneratory benefits, other revenue, remittance from MTJDA, and petroleum income tax, levied by the Revenue Department, with about 2.16 billion baht of petroleum royalty allocated to local administrative bodies. Finally, petroleum operations gave rise to some 90.785 billion baht of investment.

แม้ในสถานการณ์การแพร่ระบาดของ COVID-19 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ปรับกลยุทธ์การดำเนินงานให้สอดคล้องกับสถานการณ์ เพื่อให้เกิดการใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุด ควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม โดยการกำกับดูแลการผลิตก๊าซธรรมชาติให้ได้ตามเป้าหมายและร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการบริหารการจัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่อง เพื่อร่วมเป็นส่วนหนึ่งในภาคการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ประเทศมีรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมและประชาชนคนไทยได้มีพลังงานใช้อย่างเพียงพอ และในเดือนเมษายน 2565 จะมีการเปลี่ยนแปลงระบบการบริหารจัดการปิโตรเลียมและเปลี่ยนแปลงผู้ดำเนินงานในกลุ่มแหล่งก๊าซธรรมชาติเอราวัณและบงกช ในคราวเดียวกัน ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการเตรียมความพร้อมที่จะรับมือในการเปลี่ยนผ่าน และมุ่งมั่นทุ่มเทสรรพกำลังทั้งหมดที่จะบริหารจัดการเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจากทั้งสองแหล่งดังกล่าวอย่างเต็มความสามารถ

ในโอกาสนี้ ผมขอขอบคุณผู้ที่เกี่ยวข้องทุกภาคส่วนทั้งหน่วยงานภาครัฐ ภาคเอกชน ผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียม และภาคประชาชน ที่ได้ให้การสนับสนุน ความร่วมมือ ข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมไปจนถึงกระบวนการรื้อถอน และการรับมอบสิ่งติดตั้งให้รัฐไว้ใช้ประโยชน์ด้วยดีมาโดยตลอด ทำให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสามารถปฏิบัติภารกิจหลักและภารกิจที่สำคัญเร่งด่วนด้านการจัดหาปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่อง และหวังเป็นอย่างยิ่งว่าจะได้รับความร่วมมือจากทุกภาคส่วนดังเช่นที่ผ่านมา เพื่อร่วมกันสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทยต่อไป

In view of the COVID-19 transmission, DMF modified its operation to suit prevailing circumstances for optimal use of indigenous petroleum resources in parallel with environmental stewardship. To achieve this goal, we supervised gas production to ensure goal achievement while relentlessly collaborating with related agencies in ensuring gas supply management so as to be part of the domestic mineral fuel production sector. The goal is to give Thailand petroleum revenue and Thais sufficient volumes of energy. In April 2022, Thailand will witness a shift in its petroleum management regime concurrently with a change in operators of the Erawan and Bongkot groups of fields-transitional events for which DMF has anticipated, with dedicated resources to manage gas derived from both, to the best of our ability.

I wish to take this opportunity to express my gratitude to government agencies, the private sector, petroleum business operators, and the public for their collective support, cooperation, feedback, and advice that have proved truly helpful to E&P operations as well as to decommissioning processes and transfer of installations to the State. All these have enabled DMF to relentlessly execute its core mission and critically urgent mission concerning petroleum supply. Going forward, I do look forward to receiving the same cooperation from all in our collective task of ensuring national energy security.

สราวุธ แก้วตาทิพย์
SARAWUT KAEWTATHIP
Director General
อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

คณะผู้บริหาร

EXECUTIVES



Somboon Vachalachaisulapon
สมบูรณ์ วัชระชัยสุรพล
Deputy Director General
รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

Sarawut Kaewtathip
สราวุธ แก้วตาทิพย์
Director General
อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

Warakorn Brahmopala
วรากร พรหโมบล
Deputy Director General
รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ



Supawit Chaingam
ศุภวิชญ์ ใจงาม
Director of Petroleum Technology and Operations Supervision Division
ผู้อำนวยการกองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Onanong Nantaekkapong
อรอนงค์ นันทเอกพงศ์
Director of Petroleum Concession and Contract Management Division
ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม

Supalak Parn-anurak
ศุภลักษณ์ พาฬอนุรักษ์
Director of Mineral Fuels Management Division
ผู้อำนวยการกองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ

คณะผู้บริหาร

EXECUTIVES



Anuchit Limsuwat
อนุชิต ลิ้มสุวัฒน์
Director of Safety and Environment Division
ผู้อำนวยการกองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

Jittima Mantajit
จิตติมา มัณฑะจิตร
Director of Strategy and Planning Division
ผู้อำนวยการกองยุทธศาสตร์และแผนงาน

Witsarut Tungsunthornkhan
วิศรุต ตั้งสุนทรขัณฑ์
Director of International Petroleum Management Division
ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ



Pipat Jirapongpipat
พิพัฒน์ จิรพงศ์พิพัฒน์
Acting Director,
Contract Management Division
ปฏิบัติหน้าที่ผู้อำนวยการกองบริหารสัญญา

Kanitta Danudom
ขนิษฐา ด่านอุดม
Director of Information and
Communication Technology Center
ผู้อำนวยการศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศ
และการสื่อสาร

Suppamas Laosakul
ศุภมาศ เล้าสกุล
Secretariat of the Department
เลขานุการกรม

Siriorn Ngamsompark
สิริอร งามสมภาค
Chief of Public Sector
Development Group
หัวหน้ากลุ่มพัฒนาระบบบริหาร

Part 1

DMF OVERVIEW

ภาพรวมกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ



1.1
อำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย
LEGAL AUTHORITY

กฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 กำหนดให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริม สนับสนุน และเร่งรัดการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas) ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น โดยให้มีหน้าที่และอำนาจดังต่อไปนี้

1. บริหารจัดการการให้สัญญาหรือสัมปทานปิโตรเลียม การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่ง การขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม รวมถึงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
2. กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม
3. วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. ศึกษาและเสนอแนะแนวทางการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas)
5. ศึกษาและส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก และศึกษาและส่งเสริมการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามา เพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล
6. กำหนดและกำกับดูแลมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และ สิ่งแวดล้อมเกี่ยวกับงานเชื้อเพลิงธรรมชาติ
7. พิจารณาสิทธิ ประสาน และอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมาย และข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดจากปิโตรเลียม

Under the Ministry of Energy regulation on the composition of the Department of Mineral Fuels (DMF) of 2019, the department is charged with the promotion, support, and acceleration of national energy supply. To this end, it promotes and speeds up exploration and development of indigenous fuel resources, devises plans for such supply for national energy security, manages liquefied natural gas (LNG), advocates consumption of alternative energy forms as well as that of imported coal for power generation on a par with international standards, and promotes cooperation in mineral fuel resource exploration and development with neighboring and other countries. DMF is authorized to:

1. Manage the granting of petroleum contracts or concessions, exploration, production, storage, transport, sale, distribution, and decommissioning of petroleum installations
2. Define approaches for supply, development, and management of petroleum resources
3. Analyze, research, and assess reserves potential and volumes, and develop mineral fuel resources
4. Investigate and recommend approaches for natural gas and LNG import and sale
5. Investigate and promote consumption of alternative energy forms as well as imported coal for power generation on a par with international standards
6. Define and oversee mineral fuel standards for occupational health, safety, and environmental operations
7. Review rights, coordinate, and facilitate operators under the law and obligations to the State, and collect royalty payments as well as other benefits

8. ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วม พื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

9. บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ

10.ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นหน้าที่และอำนาจของกรมหรือตามที่รัฐมนตรี หรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

ให้มีการแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติดังต่อไปนี้

1. สำนักงานเลขานุการกรม
2. กองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
3. กองจัดการเชื้อเพลิงธรรมชาติ
4. กองเทคโนโลยีการประกอบกิจการปิโตรเลียม
5. กองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ
6. กองบริหารสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม
7. กองยุทธศาสตร์และแผนงาน
8. ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร

ให้มีกลุ่มตรวจสอบภายใน และกลุ่มพัฒนาระบบบริหารซึ่งรับผิดชอบงานขึ้นตรงต่ออธิบดี นอกจากนี้ได้มีการจัดตั้งกองภายในคือ กองบริหารสัญญา เพื่อดำเนินการกำกับดูแลการบริหารสัญญาตามระบบบริหารจัดการปิโตรเลียมรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC)

8. Coordinate cooperation in the exploration and development of mineral fuel resources in joint development areas and overlapping areas with neighboring and other countries

9. Manage information and data for petroleum and other mineral fuels

10.Perform other duties under the law or as directed by the Minister of Energy or the Cabinet.

To achieve its objectives, DMF is made up of:

1. Secretariat of the Department
2. Safety and Environment Division
3. Mineral Fuels Management Division
4. Petroleum Technology and Operations Supervision Division
5. International Petroleum Management Division
6. Petroleum Concession and Contract Management Division
7. Strategy and Planning Division
8. Information and Communication Technology Center.

There will be two groups - Internal Audit Group and Public Sector Development Group - which report directly to the Director General. Furthermore, a new division has been established, namely the Contract Management Division to supervise the management of contracts under a petroleum management system, the Production Sharing Contract (PSC).

1.2
นโยบายและยุทธศาสตร์ด้านพลังงาน
ENERGY POLICY AND STRATEGIES

นโยบายด้านพลังงานตามคำแถลงนโยบายของคณะรัฐมนตรีพลเอกประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรี ที่แถลงต่อรัฐสภาเมื่อวันพฤหัสบดีที่ 25 กรกฎาคม 2562 ในข้อ 5 การพัฒนาเศรษฐกิจและความสามารถในการแข่งขันของไทย ในเรื่องของการพัฒนาสาธารณูปโภคพื้นฐาน (5.6.3) เสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ โดยกระจายชนิดของเชื้อเพลิงทั้งจากฟอสซิลและจากพลังงานทดแทนอย่างเหมาะสม สนับสนุนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนตามศักยภาพของแหล่งเชื้อเพลิงในพื้นที่ เปิดโอกาสให้ชุมชนและประชาชนมีส่วนร่วมในการผลิตและบริหารจัดการพลังงาน รวมถึงดำเนินการให้มีการสำรวจและค้นพบแหล่งพลังงานใหม่ และร่วมมือกับประเทศเพื่อนบ้านในการพัฒนาพลังงาน

กระทรวงพลังงานได้กำหนดแนวทางการขับเคลื่อนพลังงานของประเทศในปี 2564 ใน 3 ด้าน ได้แก่ การสร้างพลังงานเข้มแข็ง การขับเคลื่อนเศรษฐกิจฐานราก และการส่งเสริมการลงทุนพลังงานสะอาด เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้สามารถพึ่งพาตนเองได้ ประเทศไทยมีพลังงานเพียงพอต่อความต้องการของประชาชน ระบบบริหารจัดการและการวางโครงสร้างพื้นฐานที่มีประสิทธิภาพ และส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานที่สร้างมูลค่าเพิ่ม โดยสอดคล้องกับแนวนโยบายด้านพลังงานดังกล่าวของรัฐบาล

สำหรับการส่งเสริมอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานผู้รับผิดชอบหลักนั้น กระทรวงพลังงานได้เล็งเห็นความสำคัญโดยได้บรรจุการดำเนินการดังกล่าวเป็นหนึ่งในมาตรการขับเคลื่อนที่สำคัญภายใต้แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) เพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้งบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงความสมดุลสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับมอบหมายจากกระทรวงพลังงานในการจัดทำระบบฐานข้อมูลเพื่อการบริหารความมั่นคงด้านปิโตรเลียม โดยมีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นศูนย์กลางในการบูรณาการฐานข้อมูลปิโตรเลียมของประเทศ

According to the policy statement given by Prime Minister Prayut Chan-o-cha to Parliament on July 25, 2019, under Item 5, national development of Thailand's economy and competitiveness, Sub-Item 5.6.3, energy infrastructural development, reads: Enhance energy security for self-reliance by duly diversifying types of fossil fuels and renewable energy, advocate production and consumption of renewable energy commensurate with the potential of each area's fuel sources, engage communities and the people in the production and management of energy, proceed with exploration for and discovery of new energy sources, and cooperate with neighboring countries in energy development.

The Ministry of Energy defined three approaches for driving national energy affairs in 2021: strengthening energy aspects, driving the grassroots economy, and promoting clean-energy investment. The objectives are to enhance national energy security for self-reliance, ensure energy sufficiency for public consumption, enable efficient management systems and infrastructural configuration, and promote value-adding technological development of energy-all these in accordance with the government's energy policy.

As for the promotion of the petroleum E&P industry, DMF's prime mission, the ministry recognizes its criticality by including related actions among key driving measures under the Gas Plan 2018 (2018-2037) so as to procure enough natural gas to meet domestic demand at fair prices and manage infrastructural systems for security and efficiency to sustain economic and social development with due regard for environmental equilibrium. DMF was assigned by the ministry to establish a national database for

มุ่งเน้นขับเคลื่อนนโยบายที่เกี่ยวกับการวางแผนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อส่งเสริม สนับสนุน และเร่งรัดการจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อสร้างความมั่นคงทางพลังงาน โดยคำนึงถึงบริบทของประเทศเป็นสำคัญ รวมทั้งมีการดำเนินการต่าง ๆ ที่สำคัญ ดังนี้

- การลงนามในข้อตกลงความร่วมมือในช่วงเปลี่ยนผ่านของแหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณ ระหว่าง บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (ในฐานะผู้รับสัมปทานปัจจุบัน) กับบริษัท ปตท.สผ.เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ในฐานะผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) รายใหม่ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แหล่งก๊าซธรรมชาติกลุ่มเอราวัณเดิม) เพื่อให้มีความต่อเนื่องในการผลิตก๊าซธรรมชาติ เมื่อวันที่ 24 ธันวาคม 2564
- กระทรวงพลังงานโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดให้มีการเปิดประมูลให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 (เดิมเป็นแปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC ที่สิ้นอายุสัมปทาน) เพื่อให้การผลิตปิโตรเลียมเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและมีการนำทรัพยากรมาใช้ได้อย่างต่อเนื่อง
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงบประมาณ กรมบัญชีกลาง สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาระบบราชการ (ก.พ.ร.) และสำนักงานคณะกรรมการข้าราชการพลเรือน (ก.พ.) ได้ร่วมลงนามในบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ (MOU) ในรูปแบบออนไลน์สำหรับการพัฒนากระบวนการทำงาน การให้บริการในรูปแบบดิจิทัล การจัดสรรและการใช้จ่ายงบประมาณและการจ้างงานภาครัฐรูปแบบใหม่ : โครงการนำร่องเพื่อรองรับภารกิจการบริหารจัดการปิโตรเลียมในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อร่วมมือกันดำเนินโครงการและสนับสนุนกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้สามารถบริหารและพัฒนารูปแบบการดำเนินงาน โครงสร้างหน่วยงานและระบบบริหารทรัพยากรบุคคลสำหรับเตรียมความพร้อมในการขับเคลื่อนภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้บริบทการทำงานใหม่ที่มีความท้าทายให้บรรลุเป้าหมายอย่างมีประสิทธิภาพ
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับการประเมินคุณธรรมและความโปร่งใสในการดำเนินงานของหน่วยงานภาครัฐ (Integrity and Transparency Assessment: ITA) ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 โดยสำนักงานคณะกรรมการป้องกันและปราบปรามการทุจริตแห่งชาติ (สำนักงาน ป.ป.ช.) คิดเป็น 93.22 คะแนน จัดอยู่ในระดับ A เป็นผลจากความร่วมมือของผู้บริหารและเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทุกระดับที่มี

petroleum security management, with the department centralizing the integration of such database while focusing on driving policy matters on E&P planning to advocate and speed up fuel supply procurement to bolster energy security, with prime regard for the national context. Below were the actions taken:

- Signing of a memorandum of cooperation on December 24, 2021, during the transition of the Erawan group of gas fields between Chevron Exploration and Production Thailand (the incumbent concessionaire) and PTTEP Energy Development Co., Ltd., the new PSC contractor for Gulf of Thailand Block G1/61 (formerly the Erawan gas fields) for output continuity.
- The ministry and DMF launched a new E&P bid round for Block L1/64 (formerly the expired Block NC) for efficient petroleum production and continued exploitation of resources.
- DMF, the Bureau of the Budget, Comptroller General's Department, Office of the Public Sector Development Commission, and Office of the Civil Service Commission signed an on-line memorandum of cooperation on work process development for digital services, budget allocation and expenditure, and a new model of public hiring: a pilot project. Such effort would accommodate DMF's mission of petroleum management under the PSC regime. To elaborate, these agencies would collaborate under the project and support DMF's ability to administer and develop its business model, department structure, and system for human resource administration to efficiently get ready to drive its mission under a new, challenging context toward its objectives.
- DMF underwent the Integrity and Transparency Assessment (ITA) for fiscal year 2021, conducted by the Office of the National Anti-Corruption Commission, emerging with a final score of 93.22, rated A. This success resulted from the cooperation of all executives and officers, determined to always do their best under the policy with integrity, transparency, and accountability. DMF remains committed to diligent

ความมุ่งมั่น ตั้งใจในการปฏิบัติหน้าที่ราชการตามนโยบายด้วยความซื่อสัตย์ สุจริต โปร่งใส และตรวจสอบได้มาโดยตลอด ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มุ่งมั่น พัฒนาใส่ใจในการอำนวยความสะดวกเพื่อให้ประชาชนเข้าถึงบริการของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อย่างทั่วถึง รวมถึงแสดงถึงความโปร่งใสในการปฏิบัติงานและตรวจสอบได้ทุกขั้นตอน

กระทรวงพลังงานได้จัดทำแผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี (พ.ศ.2563-2565) ของกระทรวงพลังงาน ที่สอดคล้องเชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี แผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติ แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน นโยบายของคณะรัฐมนตรีที่แถลงต่อรัฐสภา และแผนอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นกรอบทิศทางการขับเคลื่อนประเทศในระยะยาว โดยมีประเด็นด้านพลังงานเป็นส่วนขับเคลื่อนสำคัญ และมีแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (2560-2564) เป็นเครื่องมือหรือกลไกที่ถ่ายทอดยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี สู่การปฏิบัติ อันจะนำไปสู่การพัฒนาประเทศไทยให้มีความมั่นคง มั่งคั่ง ยั่งยืน เป็นประเทศพัฒนาแล้ว ด้วยการพัฒนาตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียง ตามเจตนารมณ์ของยุทธศาสตร์ชาติ โดยมีสาระสำคัญ ดังนี้

แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 1 การสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน

แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 2 การกำกับดูแล ราคา สร้างการแข่งขัน เพิ่มประสิทธิภาพ

แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 3 การสร้างความยั่งยืนและเข้าถึงประชาชน

แผนปฏิบัติราชการเรื่องที่ 4 การสร้างความโปร่งใสเป็นองค์กรที่มีธรรมาภิบาล ให้สังคมเชื่อถือ

ในส่วนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้สังกัดกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นหน่วยงานหลักที่มีภารกิจเกี่ยวกับการส่งเสริมและสนับสนุนและเร่งรัดการจัดหาพลังงาน โดยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ จัดทำแผนการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ บริหารจัดการก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (Liquefied Natural Gas) ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติทางเลือก ส่งเสริมและสนับสนุนการใช้ถ่านหินที่นำเข้ามาเพื่อใช้ผลิตพลังงานไฟฟ้าให้ได้ตามมาตรฐานสากล และส่งเสริมความร่วมมือด้านการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติกับประเทศเพื่อนบ้านและประเทศอื่น

attention to facilitate the public's thorough access to its services while operating transparently and accountably in every step.

The ministry's five-year (2020-2022) Task Execution Plan aligns with the 20-year National Strategies (2018-2037), a master plan under such strategies, the national economic and social development plans, the National Energy Reform Plan, the Cabinet's policy stated to Parliament, and other applicable plans. All these frame the long-term national development direction, driven by energy issues. Cascading these strategies to day-to-day implementation to achieve the "Thailand's security, prosperity, and sustainability support its developed-country status together with the Self-sufficiency Economy" vision, in line with the desire of the National Strategies, is the 12th National Economic and Social Development Plan (2017-2021). These are highlighted below:

- Action Plan No.1: Establishment of energy security
- Action Plan No.2: Regulation of energy prices, promotion of competition, efficiency improvement
- Action Plan No.3: Establishment of sustainability and public access
- Action Plan No.4: Establishment of transparency and an entity of good governance for public credibility.

DMF is the ministry's arm with a key role in promoting and accelerating supply of energy through its promotion and acceleration of the exploration and development of indigenous mineral fuels, formulation of mineral fuel supply plans for national energy security, management of LNG, advocacy of alternative mineral fuels, advocacy of imported coal for international -standard power generation, and promotion of cooperation with neighboring countries on exploration and development.

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการทบทวน ปรับปรุงแผนและจัดทำแผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี วาระแรก 2 ปี (พ.ศ. 2564-2565) ซึ่งประกอบด้วยวิสัยทัศน์ พันธกิจ ภารกิจ และอำนาจหน้าที่ ที่สอดคล้องกับการดำเนินงานของกระทรวงพลังงาน ในด้านการเสริมสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานและการส่งเสริมการพัฒนา ผลิต และใช้พลังงานควบคู่ไปกับการดูแลสิ่งแวดล้อม เพื่อให้การดำเนินงานการปฏิบัติราชการของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สามารถสอดรับและเป็นไปในทิศทางเดียวกับกระทรวง ดังนี้

DMF reviewed its five-year task performance in 2021 (after the completion of two years). This review consisted of its vision, mission, and authority in line with the ministry's activities in promoting national energy security as well as energy development, production, and consumption in parallel with environmental care. These efforts keep DMF's performance compatible with the ministry's direction, as illustrated below.

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 1 สร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศ และต่างประเทศ

Action Plan No.1 : Establish and maintain security of mineral fuel supply from indigenous and international sources

เป้าประสงค์ : ประเทศมีความมั่นคงด้านพลังงาน และสามารถตอบสนองความต้องการเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างยั่งยืน

แนวทางการพัฒนามีดังนี้

- การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมและขีดความสามารถการจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งภายในประเทศ เช่น โครงการตรวจสอบผลการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแหล่งปิโตรเลียมในปัจจุบัน โครงการจัดทำฐานข้อมูลการศึกษาศักยภาพเชื้อเพลิงธรรมชาติ และโครงการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่เลือกสรร เพื่อเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่
- เร่งรัดให้มีการเปิดให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เช่น โครงการเตรียมเปิดให้ยื่นขอสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ในบริเวณทะเลอ่าวไทยและบริเวณแปลงสัมปทานที่จะสิ้นอายุ (แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC)
- ส่งเสริมการสำรวจและพัฒนาพื้นที่ในแปลงสำรวจปิโตรเลียมปัจจุบัน เพื่อเพิ่มโอกาสในการพบปริมาณสำรองปิโตรเลียม เช่น โครงการพิจารณากำหนดพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
- เตรียมความพร้อมในการบริหารจัดการสัมปทานที่จะสิ้นอายุ เช่น โครงการจ้างที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการประเมินสภาพสิ่งติดตั้ง อุปกรณ์การผลิต อุปกรณ์สนับสนุน และทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจที่กำลังจะสิ้นอายุสัมปทาน โครงการจัดทำข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งตามกฎกระทรวงว่าด้วยการรื้อถอน โครงการการบริหารจัดการ

Goals : National energy security, with the ability to meet mineral fuel demand in a sustainable way

Development approaches:

- Evaluating petroleum potential and capability for petroleum supply from indigenous sources, including a project on the audit of current petroleum reserve assessment, a project on establishment of a database of mineral fuel potential study, and a project on petroleum potential assessment in selected areas for preparation of new bid rounds
- Relentlessly speeding up new E&P bid rounds to grow the probability of discovering new deposits, as seen in a project to prepare a new bid round for the Gulf of Thailand and concession blocks nearing expiry (the onshore NC Block)
- Promoting exploration and development in current exploration blocks to grow the probability of discovering new petroleum reserves, as seen in a project to delineate petroleum production areas
- Getting prepared for managing concessions nearing expiry, including a project to hire a consultant to evaluate installations, production equipment, auxiliary equipment, and assets for operating petroleum businesses in exploration blocks nearing concession expiry; a project to prepare agreements for transfer

สิ่งติดตั้งที่รัฐรับมอบ การดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาโตตุลาการระหว่างประเทศ โครงการการบริหารจัดการในช่วงเปลี่ยนผ่าน (แปลง G1/61 และ G2/61) และโครงการเตรียมความพร้อมเพื่อเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมบริเวณบนบก (แปลงสำรวจฯ NC)

- ส่งเสริมการสำรวจและผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมเป็นไปอย่างต่อเนื่อง และการแก้ไขปัญหาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน เช่น โครงการศึกษาวิเคราะห์ประเด็นต่าง ๆ เพื่อเป็นข้อมูลในการสนับสนุนการเจรจาในพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน และโครงการศึกษาแนวทางที่เหมาะสมในการบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียที่จะสิ้นอายุสัญญา
- ส่งเสริมและผลักดันให้ภาคเอกชนเข้าไปลงทุนสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในต่างประเทศให้เพิ่มขึ้น รวมทั้งเสริมสร้างความสัมพันธ์ระหว่างประเทศ เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นระหว่างกัน อันจะก่อให้เกิดความร่วมมือด้านพลังงานในเชิงรุก
- บริหารจัดการและแก้ไขปัญหาถ่านหินอย่างบูรณาการ เช่น โครงการการปรับปรุงระบบและจัดเก็บข้อมูลเชื้อเพลิงถ่านหิน เช่น โครงการการส่งเสริมและสนับสนุนผู้ประกอบการเชื้อเพลิงถ่านหินให้ปฏิบัติตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน (CoP) โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานด้านเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (CCT) และโครงการทบทวนและจัดทำแผนดำเนินงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหินภายใต้กรอบอาเซียน

of installations under the ministerial regulation on decommissioning; a project on the management of installations transferred to the State and actions on the international arbitration process; a project on Blocks G1/61 and G2/61 transitional management; and a project on preparedness for launching an onshore bid round (NC Block)

- Continually promoting E&P in joint development areas and resolving continental-shelf overlapping areas with neighboring countries, including a project on issue investigation supporting negotiations on such overlapping areas and a project on studying proper approaches for managing PSCs in MTJDA that are nearing contract expiry
- Promoting and urging private E&P investment abroad, as well as strengthening international relations for greater mutual trust, thus leading to proactive energy cooperation
- Managing and resolving coal problems in an integrated way, including a project on system improvement and storage of coal data, a project on advocating coal operators' conformance to the CoP, a project on the feasibility study of setting CCT standards, and a project on reviewing and mapping out a coal plan under the ASEAN framework.

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 2 ส่งเสริมการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้มีความปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

Action Plan No.2 : Promote measures for E&P safety and environmental friendliness

เป้าประสงค์ : การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ มีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ชุมชน และมีความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน

แนวทางการพัฒนามีดังนี้

- เตรียมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียมอย่างปลอดภัยและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เช่น การพิจารณาให้ความเห็นชอบแผนงานการรื้อถอน ประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน และรายงานด้านสิ่งแวดล้อม

Goals : Domestic E&P business becomes friendly with the environment and communities as well as safe for workers

Development approaches:

- Preparing for safe and environmentally sound decommissioning of installations, including a review for the endorsement of decommissioning plans, decommissioning cost estimates, and environmental reports

• พัฒนาองค์ความรู้และจัดทำแนวทางปฏิบัติที่ช่วยยกระดับด้านการป้องกันและบรรเทาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เช่น โครงการร่างระเบียบปฏิบัติด้านต่าง ๆ (Code of Practice : CoP) โครงการเฝ้าระวังผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

• กระตุ้นและเสริมสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการมุ่งเน้นการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะอย่างยิ่งกิจกรรมเชิงป้องกัน

• Developing knowledge and setting guidelines to upgrade the prevention and mitigation of environmental impacts, including a project on drafting a CoP and a project on the surveillance of environmental impacts in the Gulf

• Urging and providing incentives for operators to relentlessly focus on development of E&P occupational health, safety, and environmental systems, particularly preventive activities.

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 3 มุ่งสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูงในการกำกับกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

Action Plan No.3 : Strive to become a high-performance E&P regulator

เป้าประสงค์ : กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นองค์กรที่มีการกำกับ ประสาน บริหารจัดการองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส

แนวทางการพัฒนามีดังนี้

• ปรับองค์กรเพื่อรองรับการกำกับดูแลภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต เช่น โครงการศึกษาและออกแบบระบบการบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC Management System Project) และระบบจ้างบริการ (Service Contact: SC) และโครงการจ้างที่ปรึกษาในการกำหนดแนวทางการตรวจสอบบัญชีและค่าใช้จ่ายของการประกอบกิจการปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต

• เพิ่มประสิทธิภาพการประสานงานและการให้บริการ โดยทบทวนปรับปรุงมาตรฐานกระบวนการทำงานของกรมฯ อย่างเป็นระบบ พร้อมพัฒนาระบบและดำเนินการติดตามประเมินผลกระบวนการอย่างต่อเนื่อง เช่น โครงการปรับโครงสร้างองค์กรเพื่อรองรับการดำเนินงานภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาจ้างบริการ และโครงการพัฒนาระบบบัญชีข้อมูล (Data Catalog) เพื่อนำไปสู่การเปิดเผยข้อมูลภาครัฐ (Open Data)

• ยกระดับฐานข้อมูลของกรมสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพระบบฐานข้อมูลและโปรแกรมรับส่งข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์ผ่านระบบ NSW ในการพิจารณาและแจ้งผลการพิจารณาตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

Goals : DMF commands efficient and transparent supervision, coordination, and management of internal processes

Development approaches:

• Restructuring the organization to enable supervision under the PSC regime, including a project on investigation and design of the PSC Management System Project and the Service Contract (SC) and a project on hiring a consultant to set audit guidelines for accounts and expenditures of petroleum business operations under the PSC regime

• More efficiently coordinating and providing services by revising and systematically improving DMF's work processes, developing monitoring systems, and continually assessing work process efficiency, including a project on organization restructuring to enable operations under the PSC and SC regimes and a project on developing data catalogs leading up to Open Data for the public sector

• Upgrading DMF's databases into a national E&P knowledge hub, including by improving the efficiency of databases and a program to transmit electronic data through the NSW system for the review and outcome notification under Section 70 of the

พ.ศ. 2514 และการปรับปรุงสภาพแวดล้อมการจัดเก็บข้อมูลตัวอย่างหิน จ.ระยอง

- บริหารอัตรากำลังให้มีความเหมาะสมกับภารกิจโครงสร้าง พร้อมกับสรรหาและพัฒนาบุคลากรให้มีศักยภาพกับการปฏิบัติงานในตำแหน่ง ควบคู่กับการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร เช่น การพัฒนาบุคลากรระดับหัวหน้างานเตรียมความพร้อมสู่การเป็นผู้บริหาร
- เสริมสร้างศักยภาพบุคลากรให้มีสมรรถนะ มีความสามารถตามลักษณะงานที่ปฏิบัติ การเป็นผู้นำและการทำงานร่วมกันเป็นทีม และการถ่ายทอด ความรู้เพื่อการพัฒนาองค์กร เช่น โครงการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจด้านการพัฒนาศักยภาพองค์กรสู่การเป็นระบบราชการ 4.0

Petroleum Act of 1971 and environmental improvement for the storage of core samples in Rayong

- Administering its manpower structure in keeping with mission and structural suitability while undertaking recruitment and personnel development in tandem with executive grooming, including the Executive Succession Planning Project for supervisors
- Enhancing personnel caliber for higher capability and competency for their respective duties, leadership and teamwork qualities, as well as knowledge transfer for DMF development, including a project for DMF personnel to master organization development for becoming an agency under the 4.0 bureaucratic system.

แผนปฏิบัติราชการด้านที่ 4 เสริมสร้างความเชื่อมั่นและความร่วมมือจากทุกภาคส่วนอย่างยั่งยืน
Action Plan No.4 : Enhance sustained confidence and cooperation among all sectors

เป้าประสงค์ : เพิ่มการรับรู้ และทัศนคติทางบวกต่อภารกิจในการบริหารจัดการปิโตรเลียม แอลเอ็นจี และถ่านหินให้กับประชาชนและภาคส่วนต่าง ๆ

แนวทางการพัฒนามีดังนี้

- ส่งเสริมการมีส่วนร่วมกับชุมชนและเครือข่าย เพื่อเพิ่มพูนความรู้ และเสริมสร้างความเชื่อมั่นต่อกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เช่น โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจและเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในกิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจและเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในส่วนของกิจกรรมลงพื้นที่สร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องให้แก่ประชาชนในพื้นที่ที่จะให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย และโครงการประชาสัมพันธ์สร้างความเข้าใจด้านการบริหารจัดการการจัดหาแหล่งพลังงานของประเทศ

Goals : Enhance positive acknowledgment and attitudes toward the mission of petroleum, LNG, and coal management among the public and other sectors

Development approaches:

- Promoting engagement with communities and networks to educate them and enhance their confidence in the E&P business, including a project to bolster public confidence and trust while enhancing public engagement in E&P project development under a networking activity through tripartite workforces; a similar project featuring site work to educate the public on E&P in areas covered by new bidding rounds; the Flagship Project; and a project to educate the public on supply management of national energy.

1.3
แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580
GAS PLAN 2018

ความเป็นมา
Background

แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อจัดหาก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอกับความต้องการใช้ของประเทศในราคาที่เป็นธรรม รวมทั้งบริหารจัดการระบบโครงสร้างพื้นฐานให้มีความมั่นคงและมีประสิทธิภาพ รองรับการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคม โดยคำนึงถึงสมดุลสิ่งแวดล้อม เชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ชาติ พ.ศ. 2561-2580 รวมทั้งแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 12 และแผนปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน มีเป้าหมายการดำเนินงาน 4 ด้าน ดังนี้ (1) ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อลดปัญหามลพิษทางอากาศ (2) เร่งรัดการสำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ พื้นที่พัฒนาร่วม และพื้นที่ทับซ้อน (3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมและเพียงพอกับความต้องการใช้ในระดับภูมิภาค รวมทั้งใช้ประโยชน์โครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติอย่างมีประสิทธิภาพ และ (4) ส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ เพื่อความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืนด้านพลังงานของประเทศไทย

The main objective of Gas Plan 2018 (spanning 2018-2037) is to secure enough natural gas supply to meet domestic demand at fair prices and to administer the infrastructural system for security and efficiency in sustaining socio-economic development with due regard for environmental balance and linkage to the National Strategy of 2018-2037, the 12th National Economic and Social Development Plan, and the National Reform Plan on Energy. Four goals have been set : 1) promotion of gas consumption in various economic sectors to ease air pollution, 2) acceleration of gas E&P from domestic fields, joint development areas, and overlapping territories, 3) development of proper and sufficient gas infrastructure for the regional demand in parallel with efficient exploitation of such infrastructure, and 4) promotion of gas business competition for national energy security, prosperity, and sustainability.

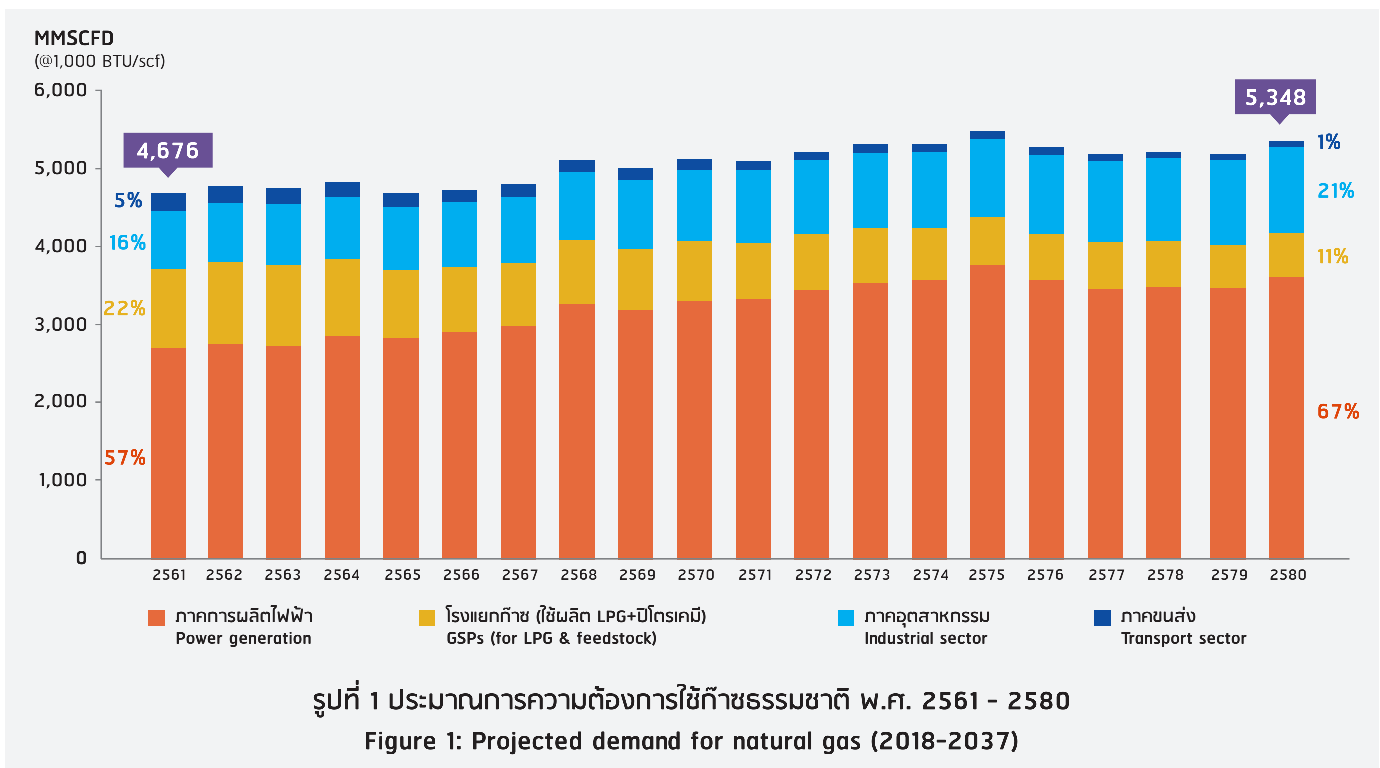


กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ร่วมมือกับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในการจัดทำร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (Gas Plan 2018 rev. 1) ให้สอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 rev.1) รวมถึงสภาวการณ์ในปัจจุบัน โดยเฉพาะความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เกิดขึ้นจริงในปี 2561 และ 2562 ต่ำกว่าที่เคยประมาณการไว้ใน Gas Plan 2015 และการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศสามารถผลิตได้อย่างต่อเนื่องภายหลังการได้ผู้ชนะการประมูลกลุ่มแหล่งก๊าซเอราวัณและกลุ่มแหล่งก๊าซบงกชในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ในปี 2562 ส่งผลให้คาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยได้อย่างต่อเนื่องอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ในการนี้ตาม Gas Plan 2018 คาดว่าความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561-2580 จะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 0.7 ต่อปี จาก 4,676 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2561 เป็น 5,348 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2580 ในจำนวนนี้เป็นความต้องการใช้ในการผลิตไฟฟ้าร้อยละ 67 การใช้ในภาคอุตสาหกรรมร้อยละ 21 การใช้ในโรงแยกก๊าซ (ใช้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวและเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี) ร้อยละ 11 และการใช้ในภาคขนส่ง ร้อยละ 1 ดังแสดงใน**รูปที่ 1**

In conjunction with the Energy Policy and Planning Office (EPPO) and related agencies, DMF developed a draft Gas Plan 2018 rev. 1 in line with the PDP2018 rev. 1 and prevailing circumstances, notably the actual gas demand in 2018 and 2019, which fell below the projections of Gas Plan 2015, in parallel with the ongoing gas supply from indigenous sources after bid winners were announced for the Erawan and Bongkot gas fields under the PSC regime in 2019. As a result, DMF now projects a continuing gas output of about 1.5 Bcfd.

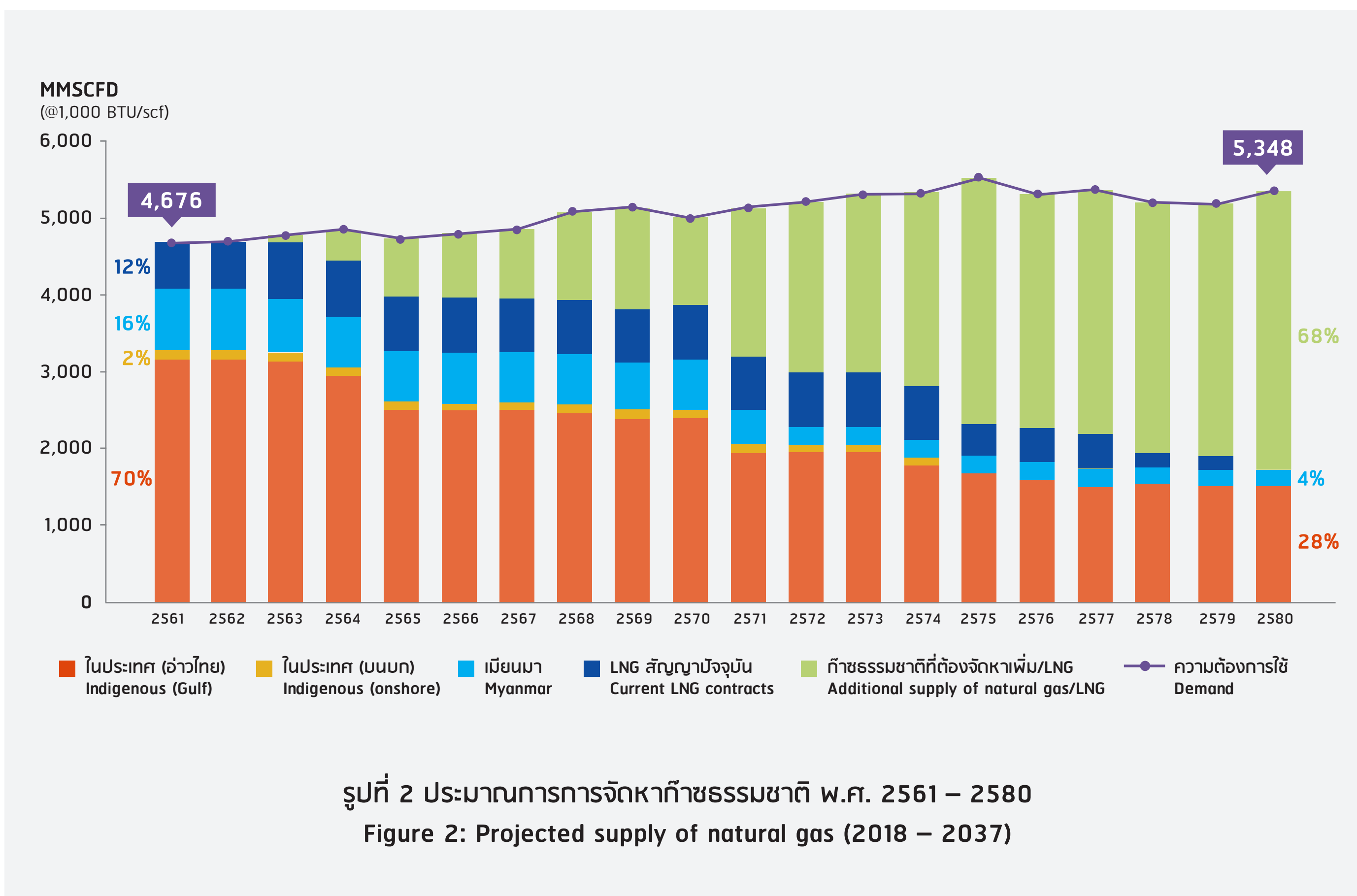
According to Gas Plan 2018, the average gas demand from 2018 to 2037 is expected to rise by 0.7% a year, from 4.676 Bcfd in 2018 to 5.348 Bcfd in 2037. Of this volume, 67% would go to power generation; 21% to the industrial sector; 11% to gas processing for LPG and petrochemical feedstock; and 1% to the transport sector as shown in **Figure 1**.



รูปที่ 1 ประมาณการความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 - 2580
Figure 1: Projected demand for natural gas (2018-2037)

ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาติตาม Gas Plan 2018 พบว่าแนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พ.ศ. 2561-2580 ประกอบด้วยการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ (อ่าวไทยและพื้นที่บนบก) การนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศเมียนมา รวมทั้ง LNG ที่มีสัญญาอยู่ในปัจจุบันและก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG ที่ต้องจัดหาเพิ่ม ทั้งนี้ คาดว่าในปี 2580 การผลิตจากแหล่งภายในประเทศภายใต้สัญญาที่มีอยู่ในปัจจุบันจะอยู่ที่ระดับประมาณ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คิดเป็นร้อยละ 28 ของการจัดหาทั้งหมดดังแสดงใน**รูปที่ 2** ในขณะที่ เมื่อเปรียบเทียบการจัดหาก๊าซธรรมชาติกับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติ พบว่าอาจจำเป็นต้องมีการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม ในปี 2580 คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 68 ของการจัดหาทั้งหมด เพื่อรองรับความต้องการใช้ของประเทศ

Natural gas supply under Gas Plan 2018 for the period would come from indigenous soures (Gulf of Thailand and onshore areas), import from Myanmar, current LNG contracts, and natural gas/LNG that needs additional procurement. It is projected that by 2037, indigenous outputs under current contracts would stand at about 1.5 Bcfd, or about 28% of total supply, as shown in **Figure 2**, whereas supply versus demand indicates that more supply may be needed that year to meet domestic demand in 2037, in fact accounting for 68% of total supply.



รูปที่ 2 ประมาณการการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580

Figure 2: Projected supply of natural gas (2018 – 2037)



อนึ่ง กระทรวงพลังงานได้จัดให้มีการรับฟังความคิดเห็นต่อแผนบูรณาการพลังงานระยะยาว (TIEB) ฉบับใหม่ เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2563 ซึ่งประกอบด้วย 4 แผน ได้แก่ 1) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 rev.1) 2) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) 3) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2580 (AEDP2018) และ 4) แผนอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2561-2580 (EEP2018) และได้ผ่านความเห็นชอบจากคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) เมื่อวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2563 รวมทั้งผ่านการพิจารณาและเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 19 มีนาคม 2563 และคณะรัฐมนตรี (ครม.) เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2563 ตามลำดับ

นอกจากนี้ คณะรัฐมนตรี (ครม.) ได้มอบหมายให้กระทรวงพลังงานจัดทำแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) โดยเป็นการบูรณาการและรวบรวมแผนพลังงานต่าง ๆ ไว้ภายใต้แผนเดียวกัน ซึ่งต่อมาคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) และคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีมติเห็นชอบกรอบแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) เมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2564 และวันที่ 4 สิงหาคม 2564 ตามลำดับ

The Ministry of Energy organized a public hearing on the new TIEB plan on February 18, 2020. Four plans were involved: PDP2018 rev. 1, Gas Plan 2018, AEDP2018, and EEP2018. CEPA gave its blessings to the new TIEB on February 21, 2020; NEPC on March 19, 2020; and the Cabinet on October 20, 2020.

In addition, the Cabinet has assigned the Ministry of Energy to map out a National Energy Plan by integrating various energy plans under a single plan. To this end, CEPA and NEPC gave their blessings to the plan on March 26 and August 4, 2021.

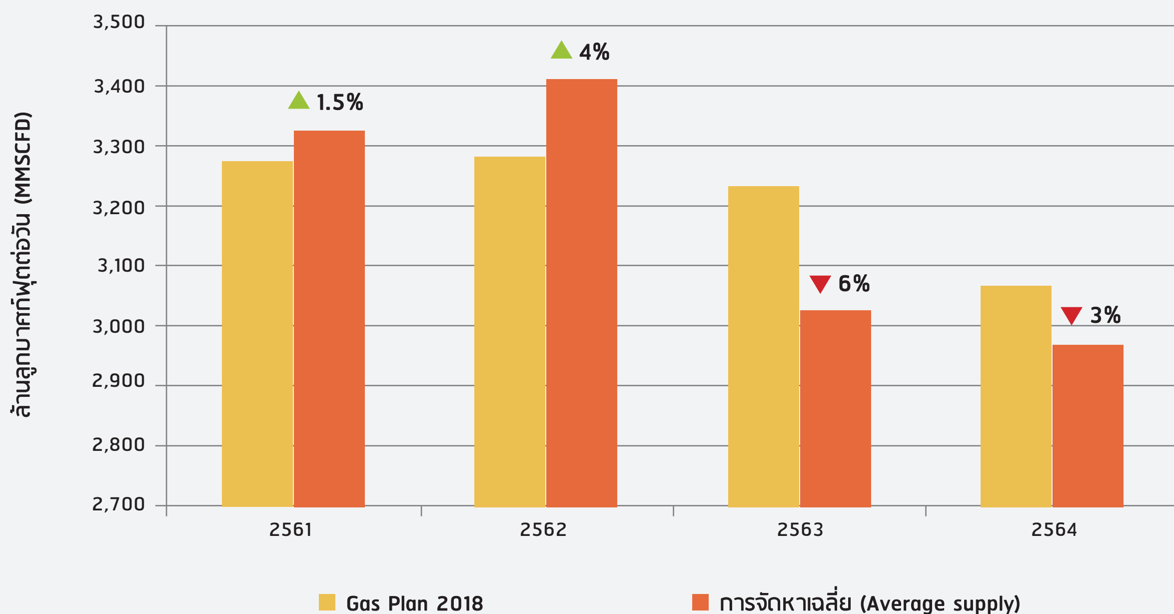


ผลการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

Outcomes of gas supply procurement from indigenous sources and Malaysia–Thailand JDA

การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ในระหว่างปี 2561-2564 เปรียบเทียบกับแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) พบว่า ในปี 2561-2562 การจัดหาก๊าซในประเทศเป็นไปตามแผน โดยมีปริมาณการจัดหาสูงกว่าแผน Gas Plan 2018 เล็กน้อย (ประมาณร้อยละ 1.5-4) อย่างไรก็ตาม สำหรับปี 2563 และปี 2564 พบว่าปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าแผนประมาณร้อยละ 6 และร้อยละ 3 ตามลำดับ เนื่องจากมีการเรียกรับก๊าซลดลง คาดว่าเป็นผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) รวมถึงมีการขอลดอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติลงในแหล่งที่อยู่ในช่วงท้ายของสัมปทานปิโตรเลียม ดังแสดงใน**รูปที่ 3**

Gas supply procurement from indigenous sources and Malaysia-Thailand JDA from 2018 to 2021 versus Gas Plan 2018 indicated that, for the period, indigenous gas supply followed the plan, in fact slightly exceeding it (by 1.5-4%). Still, for 2020 and 2021, it was found that gas supply had fallen 6% and 3% below the plans because of lower calls for gas, probably due to COVID-19 and the lower calls at fields nearing concession expiry, as shown in **Figure 3**.



รูปที่ 3 การดำเนินการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศและในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย เทียบกับ Gas Plan 2018 ในปี 2561-2564

Figure 3: Natural gas supply from indigenous sources and fields in the Malaysia - Thailand JDA under Gas Plan 2018 (2018 - 2021)

1.4
แผนบริหารจัดการ LNG
LNG MANAGEMENT PLAN

ที่มา
Background

ประเทศไทยใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคครัวเรือน และภาคขนส่ง เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่มีความสะอาด สามารถส่งได้ต่อเนื่อง ส่งผลให้ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศยังเติบโตต่อเนื่องที่ระดับความต้องการใช้ปริมาณ 4,300 - 5,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ขณะที่สถานการณ์จากสภาพเศรษฐกิจโลกและการระบาดของไวรัสโควิด-19 กระทบต่อกิจกรรมการเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ รวมทั้งการผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบันอยู่ในภาวะถดถอยอย่างมีนัยสำคัญ ตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) ที่ได้คาดการณ์ด้านความต้องการใช้และการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ซึ่งประกอบด้วยการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศ การนำเข้าก๊าซธรรมชาติทางท่อจากประเทศเมียนมา และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ส่วนที่เข้ามาเพื่อให้มีปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศ รวมถึงส่งเสริมการแข่งขันเสรีในกิจการก๊าซธรรมชาติอย่างเป็นรูปธรรม ซึ่งอยู่ระหว่างการทบทวนแผนเพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับสถานการณ์ดังกล่าวและรองรับแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านระบบเศรษฐกิจสู่เศรษฐกิจแบบคาร์บอนต่ำ (Neutral-carbon economy)

LNG เป็นเชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในสถานะของเหลวที่สามารถนำเข้าจากต่างประเทศด้วยการขนส่งทางเรือที่ออกแบบให้เก็บรักษาความเย็นที่อุณหภูมิ –160 องศาเซลเซียส โดยประเทศไทยเริ่มนำเข้า LNG ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2554 มีแนวโน้มการใช้มากขึ้น โดยในปี 2564 มีการจัดหานำเข้า LNG เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 6 ล้านตัน โดยเพิ่มขึ้นราว 0.8 ล้านตันจากปริมาณตามสัญญาระยะยาวที่ 5.2 ล้านตันต่อปี แม้ว่าราคาซื้อขายต่างประเทศ LNG จะมีราคาสูงมากกว่า 10 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียูในช่วงกลางปี 2564 และราคาปรับเพิ่มสูงขึ้น

Because natural gas is clean and continuously transportable, Thailand has consumed it in the power, industrial, household, and transport sectors, maintaining national demand growth at about 4.3-5 Bcfd. Meanwhile, the world economy and the COVID-19 pandemic exerted a crunch on the new round of E&P rights awards as well as Thailand’s currently declining petroleum outputs under Gas Plan 2018, projecting the following demand and supply of natural gas: Supply consists of indigenous, outputs piped gas imports from Myanmar, and LNG imports to make up for the shortfall as well as promoting liberalized competition in the natural gas business. These matters call for plan revision to align with prevailing circumstances and sustain the megatrend of the carbon-neutral economy.

LNG is liquefied natural gas transported in a cryogenic mode (about minus 160 Celsius), imported in specialized tankers. Thailand first imported it in 2011, with escalating demand from then onward. This year the average LNG supply amounted to 6 million tons (MTPA), a rise of about 0.8 MTPA from the long-term contractual volume of 5.2 MTPA despite the foreign LNG price exceeding USD10/MMBtu in the middle of the year, steadily rising to nearly USD50/MMBtu late in the year. This called for appropriate monitoring and definition of supply import plan to avoid rising domestic power-generating fuel costs. Concerning development of infrastructure to accommodate LNG imports under the Gas Plan and



ต่อเนื่อง โดยราคาสูงสุดเกือบ 50 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ในช่วงเดือนปลายปี 2564 ทำให้ต้องติดตามสถานการณ์และต้องกำหนดแผนการจัดหานำเข้าอย่างเหมาะสมเพื่อไม่ให้กระทบต่อต้นทุนของเชื้อเพลิงเพื่อการผลิตไฟฟ้าของประเทศ ในด้านการพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้าตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ และเพื่อทดแทนปริมาณก๊าซธรรมชาติที่อยู่ระหว่างการพัฒนาและส่งผ่านสู่ผู้รับสัญญาในการจัดหาก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย โดยการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งที่ 2 ในพื้นที่บ้านหนองแฟบ จังหวัดระยอง ซึ่งห่างจากมาบตาพุดราว 10 กิโลเมตร ได้ออกแบบและศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและเริ่มก่อสร้าง LNG Terminal ในปลายปี พ.ศ. 2561 ขนาด 7.5 ล้านตันต่อปี ตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ และสนับสนุนนโยบายการแข่งขันเสรีในกิจการก๊าซธรรมชาติมีความก้าวหน้าในการดำเนินการมากกว่าร้อยละ 90 ขณะที่การก่อสร้างโครงการ LNG Terminal ในพื้นที่มาบตาพุดระยะที่ 3 อยู่ระหว่างถมพื้นที่เพื่อก่อสร้าง

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับมอบหมายตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 ให้ กำกับ ติดตาม รวมถึงบริหาร ดูแลความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งจากอ่าวไทย จากการนำเข้าจากต่างประเทศทางระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ และจากการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) รวมทั้งตามประกาศกฎกระทรวงแบ่งส่วนราชการกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2562 ให้ศึกษาและเสนอแนะแนวทางจากการนำเข้าและการซื้อขายก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) เพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้ของประเทศได้อย่างเหมาะสมและทันท่วงทีทั้งในสถานการณ์ปัจจุบัน สถานการณ์ฉุกเฉิน การหยุดซ่อมบำรุงและการวางแผนในอนาคต

replace gas volumes under development and the transition to contractors responsible for Gulf of Thailand gas supply, a second LNG terminal was constructed at Ban Nong Faep, Rayong, some 10 kilometers from Map Ta Phut, after PTT had completed its design and EIA study and begun construction of a 7.5-MTPA terminal in late 2018 under the gas business liberalization policy. More than 90% progress has been made. Meanwhile, construction of another LNG terminal at Map Ta Phut (Phase 3) is now under land reclamation.

DMF was assigned by NEPC on July 31, 2017, to oversee, monitor, and administer the security of gas supply from the Gulf of Thailand, piped gas imports, and LNG imports. Also, under the Ministry of Energy announcement segmenting DMF units of 2019, DMF was assigned to investigate and provide recommendations on the import and purchase of natural gas and LNG to meet domestic demand in an appropriate and prompt manner at all times-current circumstances, emergencies, maintenance shutdowns, and future planning.

ผลการดำเนินการ

Performance Outcomes

1. ติดตามปริมาณการจัดหาและการใช้ LNG ของประเทศ โดยมีการนำเข้า LNG ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตามสัญญาระยะยาว ซึ่งประกอบด้วยสัญญาระยะยาวจำนวน 4 สัญญารวมปริมาณ 5.2 ล้านตันต่อปี ได้แก่

1) สัญญา Qatar ขนาด 2 ล้านตันต่อปี เป็นระยะเวลาสัญญา 20 ปี (พ.ศ. 2558 - 2578)

2) สัญญา Shell ขนาด 1 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560 - 2575)

3) สัญญา BP ขนาด 1 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560 - 2575) และ

4) สัญญา Petronas ขนาด 1.2 ล้านตันต่อปี ระยะเวลาสัญญา 15 ปี (พ.ศ. 2560 – 2575)

ในระหว่างปี 2561- 2564 ปตท. นำเข้า LNG จากสัญญาระยะยาว 4 สัญญา รวมถึงสัญญาตลาดจร (Spot) เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ รวมปริมาณการนำเข้า LNG ทั้งสิ้น 20.93 ล้านตัน (แบ่งเป็นปี 2561 ปี 2562 ปี 2563 และปี 2564 ที่ปริมาณเฉลี่ย 4.44 4.96 5.55 และ 5.98 ล้านตัน ตามลำดับ)

ในขณะเดียวกันได้มีการทดสอบระบบการเปิดให้บุคคลที่สามจัดหานำเข้า LNG โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในช่วงเดือนธันวาคม 2562 และเดือนเมษายน 2563 รวมจำนวน 2 ลำเรือ ขนาดปริมาณลำเรือละ 65,000 ตัน ขณะที่ในปี 2564 ยังไม่มีผู้นำเข้ารายอื่นเนื่องจากสถานการณ์โรคระบาดไวรัสโควิด-19 เนื่องจากมาตรการควบคุมการแพร่ระบาดประกอบกับความต้องการใช้ยังอยู่ในระดับที่สามารถบริหารจัดการได้ตามปริมาณที่มีสัญญาให้เหมาะสมกับสถานการณ์ราคาที่ปรับเพิ่มสูงขึ้น

2. ติดตามการดำเนินการด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อรองรับการนำเข้า จัดเก็บและแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซเข้าสู่ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของประเทศ ปัจจุบันประเทศไทยมี LNG Terminal ที่มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซอยู่ที่ 11.5 ล้านตันต่อปี (PTT LNG Terminal มาบตาพุด จังหวัดระยอง)

1. Tracked Thailand’s LNG supply and consumption volumes. PTT’s imports under four long-term agreements totaled 5.2 MTPA, namely

1) 20-year (2015-2035) Qatar agreement (2 MTPA)

2) 15-year (2017-2032) Shell agreement (1 MTPA)

3) 15-year (2017-2032), BP agreement (1 MTPA)

4) 15-year (2017-2032) Petronas agreement (1.2 MTPA).

From 2018 to 2021, PTT imported LNG under these four long-term agreements and under spot contracts to meet domestic gas demand, altogether 20.93 million tons-4.44 million tons in 2018; 4.96 million tons in 2019; 5.55 million tons in 2020, and 5.98 million tons in 2021.

Meanwhile, a test was conducted on the third-party LNG import system, with EGAT responsible for import during December 2019 and April 2020 by two tankers, each carrying 65,000 tons. This year no other importer joined the scene due to the COVID-19 pandemic-related control measures; besides, demand was still relatively manageable against the current contracts to fit price surges.

2. Tracked infrastructural development actions to accommodate imports, storage, and gasification of LNG before entering the national gas transmission system. Today Thailand has one completed LNG terminal (PTT LNG Terminal at Map Ta Phut, Rayong) with an 11.5-MTPA gasification capacity.



นอกจากนี้ มีโครงการที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ได้แก่ (1) โครงการ LNG Terminal บ้านหนองแฟบ จังหวัดระยอง มีกำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 7.5 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 15 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จในปี 2565 และทดสอบใช้งานราวกลางปี 2565 (2) โครงการ LNG Terminal พื้นที่ท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) จังหวัดระยอง กำลังการแปรสภาพ LNG เป็นก๊าซ 10.8 ล้านตันต่อปี (สามารถขยายได้ถึง 16 ล้านตันต่อปี) กำหนดแล้วเสร็จในปี 2570 ในส่วนของโครงการ FSRU หรือเรือสำหรับแปลงสถานะ LNG ให้เป็นก๊าซในพื้นที่อ่าวไทยตอนบนที่ได้มีการศึกษาและกำหนดไว้เดิม เนื่องจากการพัฒนาแผนให้มีความเหมาะสมตามสถานการณ์ปัจจุบัน จึงได้ยกเลิกโครงการออกไปและให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยในฐานะผู้ศึกษาโครงการเข้าร่วมกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในโครงการ LNG หนองแฟบ เพื่อให้สามารถบริหารจัดการโครงสร้างพื้นฐานได้อย่างคุ้มค่า

ดังนั้น LNG จึงเป็นส่วนสำคัญที่สนับสนุนให้การจัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างเพียงพอต่อความต้องการใช้และรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ ซึ่งต้องมีการติดตามวางแผนและกำหนดแนวทางการบริหารจัดการ รวมทั้งการรักษาสมดุลต่อการส่งเสริมกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศ

Projects now under construction consist of (1) LNG terminal construction at Ban Nong Faep, Rayong, with a gasification capacity of 7.5 MTPA, expandable to 15 MTPA, due for completion in 2022 and a test run in mid-2022, and (2) an LNG terminal in the Map Ta Phut Industrial Port area, phase 3, in the EEC zone, Rayong, with a gasification capacity of 10.8 MTPA, expandable to 16 MTPA, due for completion in 2027. As for the FSRU (LNG gasification vessel) Project in the upper Gulf of Thailand previously studied and lined up, due to plan development for current circumstances, the project has been abandoned; EGAT, the project investigator, has now been instructed to join PTT Plc in the LNG Nong Faep Project for cost-effective infrastructural management.

LNG indeed represents critical support for adequate supply of natural gas for meeting domestic demand and maintaining national security of supply, thus calling for monitoring, planning, and formulation of a management approach, properly balanced with the promotion of national petroleum E&P activities.

1.5
แผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน
INTEGRATED PLAN FOR COAL

ความเป็นมา
Background

ประเทศไทยมีการผลิตและการใช้ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานเพื่อพัฒนาประเทศมาอย่างยาวนาน โดยในอดีตที่ผ่านมาการบังคับใช้มาตรการและการใช้เทคโนโลยีการจัดการผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการใช้ถ่านหินยังไม่เพียงพอและแพร่หลาย ประกอบกับมีการใช้ถ่านหินผลิตไฟฟ้าในปริมาณมากเพื่อรองรับการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ ส่งผลให้เกิดผลกระทบต่อสภาวะอากาศ ซึ่งทำให้เกิดภาพลักษณ์ที่ไม่ดีนำไปสู่การต่อต้านการใช้ถ่านหินและโรงไฟฟ้าถ่านหินในที่สุด ซึ่งในปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีถ่านหินสะอาดที่สามารถดักจับและปลดปล่อยมลพิษให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานหรือต่ำกว่า สามารถลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงถ่านหินได้อย่างมีประสิทธิภาพ

กระทรวงพลังงาน ได้มีมติเมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2557 มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งมีภารกิจหลักในการจัดหาพลังงานจากแหล่งทรัพยากรเชื้อเพลิงธรรมชาติ จัดทำแผนบูรณาการงานด้านเชื้อเพลิงถ่านหิน ในการบริหารจัดการและขนส่งถ่านหินทั้งระบบ เพื่อสร้างความเข้าใจกับประชาชนเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงถ่านหินรวมถึงการสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินใหม่

For decades, Thailand has produced and burned coal in the course of national development. Our enforcement of measures and technological application for managing coal's environmental impacts proved, however, neither adequate nor widely upheld. Massive volumes of coal have fired power generation to help Thailand sustain its economic growth, but have also unfortunately resulted in atmospheric impacts, a tarnished image of coal plants, and ultimately opposition to coal and coal-fired power plants. To ease and efficiently overcome such environmental impacts, the introduction of clean coal technology can trap pollutants and keep emissions in line with standards.

On October 7, 2014, the Ministry of Energy assigned DMF-its arm for supplying mineral fuel energy to draw up an integrated coal plan for management and transport under the entire coal system and establish public understanding of power generation from coal and new coal-fired power plant construction.





ผลการดำเนินงานในปี 2564
Performance In 2021

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีการดำเนินงานโครงการให้คำปรึกษาและติดตามผลและปรับปรุงประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินต่อเนื่องจากโครงการในปี 2563 โดยมีการดำเนินการร่วมกับบริษัทที่ปรึกษาโครงการ และคณะทำงานส่งเสริมสถานประกอบการให้ได้มาตรฐานตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งประกอบด้วยผู้เชี่ยวชาญด้านมาตรฐานการกำกับดูแลการประกอบกิจการโรงงานและสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยรวมถึงด้านสุขภาพและอนามัยจาก 5 หน่วยงาน ได้แก่ กรมการขนส่งทางบก กรมควบคุมมลพิษ กรมเจ้าท่า กรมโรงงานอุตสาหกรรม และกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เพื่อให้คำปรึกษาและติดตามผลสถานประกอบการต้นแบบที่นำเอาประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออก เชื้อเพลิงถ่านหินไปปฏิบัติในสถานประกอบการจำนวน 4 แห่งได้แก่ (1) บริษัท ลัคกี้ รีซอสเซส แอนด์โลจิสติกส์ จำกัด (2) บริษัท ซัมมิท รีซอร์สเซส (ไทยแลนด์) จำกัด (3) บริษัท ซิงเฮงเส็ง จำกัด และ (4) บริษัท อีสเทอร์น เพิล จำกัด โดยดำเนินการผ่านการถ่ายทอดสดจากสถานประกอบการ เพื่อให้การดำเนินงานติดตามผลและให้คำปรึกษาสามารถดำเนินการต่อเนื่องได้ในช่วงที่มีการแพร่กระจายของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 มีความรุนแรง นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ดำเนินการปรับปรุงแบบรายการตรวจประเมินตนเอง (Self-Checklist) ให้มีความละเอียดและหลักเกณฑ์ในการประเมินที่ชัดเจนมากขึ้น เพื่อให้ผู้ประกอบการสามารถนำไปใช้ประเมินตนเองและเห็นผลการประเมินที่เป็นรูปธรรม ช่วยยกระดับการประกอบการเชื้อเพลิงถ่านหินให้มีมาตรฐาน เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม ได้รับการยอมรับจากชุมชนและสามารถประกอบกิจการได้อย่างยั่งยืน

DMF this year ran a project to mentor, monitor, and improve the Code of Practice (CoP) for coal import/export (a continuing project from 2020), working with a project consultant company and a working group responsible for promoting work site standards under the CoP. Such group consisted of experts on supervisory standards for industrial works, environment, and safety, representing the Department of Land Transport, Pollution Control Department, Marine Department, Department of Industrial Works, and Department of Labour Protection and Welfare. These experts provided advice and monitored model operators that had applied the CoP to their own sites, namely Lucky Resources and Logistics Co., Ltd., Summit Resources (Thailand) Co., Ltd., Sing Heng Seng Co., Ltd., and Eastern Pearl Co., Ltd. The work was broadcast live from sites to enable monitoring and mentoring to proceed uninterrupted during severe-transmission cycles of the Covid-19 pandemic. In addition, DMF amended the Self-Checklist for greater detail and clearer assessment criteria so that operators may self-assess and notice concrete assessment outcomes, thus upgrading the coal business standards and environmental friendliness for community acceptance and operators' sustainable businesses.

สำหรับในด้านการเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีสำหรับการประกอบกิจการถ่านหิน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ส่งโครงการการประกอบกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินที่ดีเด่นของผู้ประกอบการที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน เข้าร่วมการประกวด ASEAN Coal Awards 2021 ซึ่งเป็นรางวัลอันทรงเกียรติสูงสุดของอาเซียนด้านพลังงานถ่านหิน จำนวน 10 ผลงาน โดยมีผู้ประกอบการของไทยได้รับรางวัลถึง 9 ผลงาน ได้แก่

1. ประเภท Best Practices Coal Mining (Surface Mining) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2
2. ประเภท Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Power Generation (Large scale) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (โรงไฟฟ้าแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2
3. ประเภท Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Industry (Small scale) บริษัท คอสมอส บริวเวอรี่ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับรางวัลชนะเลิศ
4. ประเภท Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Industry (Medium scale) บริษัท สยามคราฟ อุตสาหกรรม จำกัด ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1
5. ประเภท Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Coal Distribution บริษัท เอสซีจี แพคเกจจิ้ง จำกัด (มหาชน) ได้รับรางวัลชนะเลิศ
6. ประเภท Corporate Social Responsibility (CSR) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลชนะเลิศ
7. ประเภท Corporate Social Responsibility (CSR) บริษัท คอสมอส บริวเวอรี่ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2
8. ประเภท Special Submission การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (เหมืองแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 1
9. ประเภท Special Submission การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (โรงไฟฟ้าแม่เมาะ) ได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2

Concerning promotion of reputation, DMF submitted 10 outstanding coal business projects to the ASEAN Coal Awards 2021, which were ASEAN's most prestigious coal awards. Thai operators emerged with nine awards:

1. Best Practices Coal Mining (Surface Mining): EGAT (Mae Moh Mine), Second Runner-up
2. Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Power Generation (Large-scale) : EGAT (Mae Moh Power Plant), Second Runner-up
3. Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Industry (Small-scale): Cosmos Brewery (Thailand) Co., Ltd., First Prize
4. Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Industry (Medium-scale) : Siam Kraft Industry Co., Ltd., First Runner-up
5. Best Practices Clean Coal Technology Utilization in Coal Distribution : SCG Packaging Plc, First Prize
6. Corporate Social Responsibility (CSR) : EGAT (Mae Moh Mine), First Prize
7. Corporate Social Responsibility (CSR): Cosmos Brewery (Thailand) Co., Ltd., Second Runner-up
8. Special Submission: EGAT (Mae Moh Mine), First Runner-up
9. Special Submission: EGAT (Mae Moh Power Plant), Second Runner-up.



แผนการดำเนินงานในปี 2565

Action plan for 2021

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีแผนให้คำปรึกษาและติดตามผลการปฏิบัติตามประมวลหลักปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินในสถานประกอบการต้นแบบทั้ง 4 แห่งอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้การดำเนินกิจกรรมเป็นไปด้วยความต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพ และจะขยายการปฏิบัติใช้ไปยังผู้ประกอบการรายอื่น ๆ เพื่อให้ครอบคลุมกิจการเชื้อเพลิงถ่านหินหลากหลายประเภทมากขึ้น นำไปสู่การปฏิบัติที่ดีสำหรับการนำเข้า/ส่งออกเชื้อเพลิงถ่านหินได้อย่างเป็นรูปธรรม เพื่อยกระดับการประกอบกิจการถ่านหินโดยเฉพาะผู้ประกอบการรายย่อยของไทยให้ได้มาตรฐานสากลและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมยิ่งขึ้น อันจะนำไปสู่การพัฒนาอย่างยั่งยืนภายใต้ความมั่นคงและเสถียรภาพด้านพลังงาน

สำหรับกิจกรรมการเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีในการประกอบการด้านเชื้อเพลิงถ่านหินของไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เตรียมการพิจารณาคัดเลือกและส่งโครงงานของผู้ประกอบการดีเด่นด้านเชื้อเพลิงถ่านหินของไทยเข้าร่วมการประกวด ASEAN Coal Awards 2022 ในประเภทต่าง ๆ ซึ่งจะดำเนินการจัดการประกวดในปี พ.ศ. 2565

นอกจากนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เตรียมความพร้อมในการสนับสนุนนโยบายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ รวมถึงสร้างการเติบโตทางเศรษฐกิจและศักยภาพในการแข่งขันทางการค้าในอนาคต เพื่อมุ่งสู่เศรษฐกิจและสังคมคาร์บอนต่ำ โดยมีแผนการศึกษาเทคโนโลยีการดักจับ ใช้ประโยชน์ และกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Storage and Utilization: CCUS) เพื่อให้การขับเคลื่อนการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในด้านการบริหารจัดการเชื้อเพลิงถ่านหิน ควบคู่ไปกับการบริหารจัดการพลังงานอย่างยั่งยืนในช่วงการเปลี่ยนถ่ายด้านพลังงานเพื่อมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutral) ภายในปี ค.ศ. 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายในปี ค.ศ. 2065 ที่สอดคล้องกับกระแสการเปลี่ยนแปลงด้านสิ่งแวดล้อมของโลกในปัจจุบัน

DMF plans to continue ongoing counseling and monitoring of outcomes under the CoP at all four model sites so that these activities may be relentlessly efficient. The practice will be expanded to other operators to embrace more diverse undertakings of the coal business, thus concretely leading to best practices for coal import/export businesses. This would upgrade the overall coal business, notably minor Thai operators, on a par with international standards and more friendly to the environment, in turn leading to sustainable development under energy security and stability.

As for the promotion of reputation for the coal business, DMF has prepared to again select and submit outstanding coal projects to the ASEAN Coal Awards 2022, which will be organized that year.

Finally, DMF is poised to support the national policy on reducing greenhouse gas emissions and forge economic growth as well as competitiveness in pursuit of a low-carbon economy and society. Specifically, it plans to study carbon capture utilization and storage (CCUS) to bolster the department's drive in coal management in parallel with sustainable energy management in the energy transition to the carbon-neutral target by 2050 and achieve the goal of Net-Zero Emissions by 2065, in line with the current environmental megatrend.



Part 2

PETROLEUM OVERVIEW

สถานการณ์ปิโตรเลียม

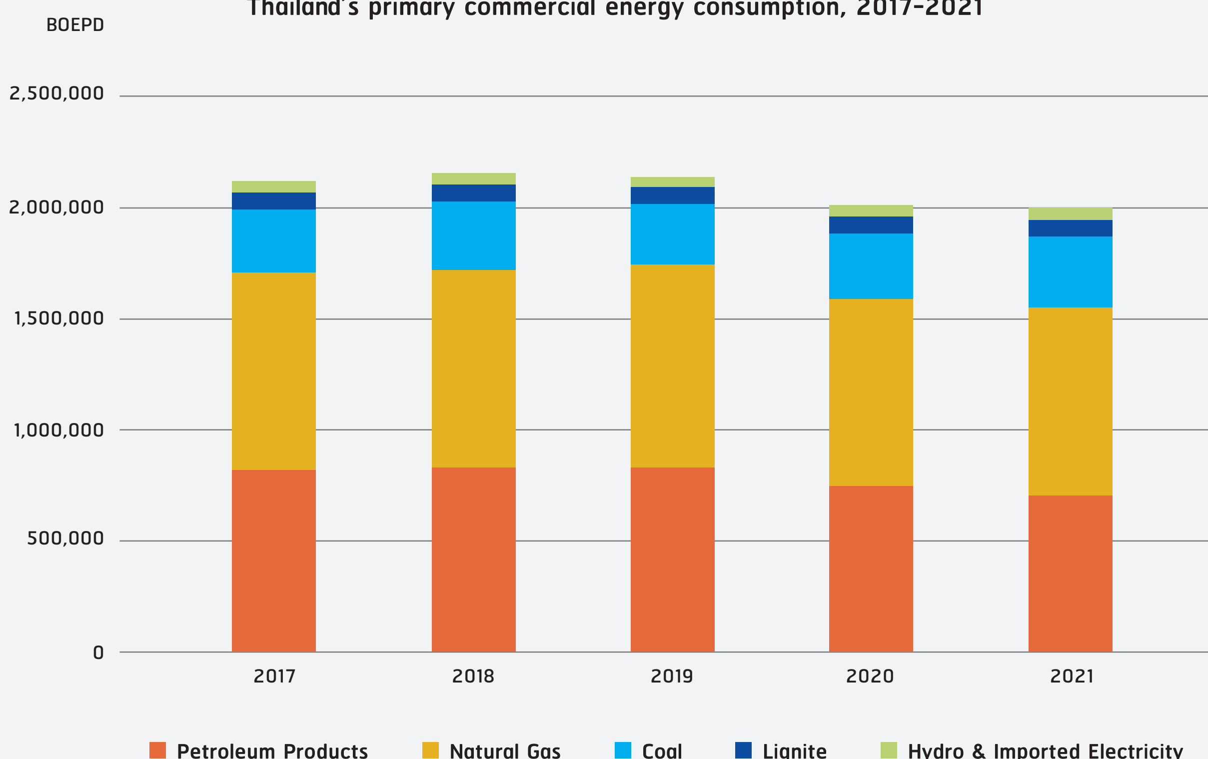


2
สถานการณ์ปิโตรเลียมภายในประเทศ
DOMESTIC PETROLEUM OVERVIEW

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น
Primary Energy Consumption

ในปี 2564 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เฉลี่ย 2.0 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงกว่าปีก่อนประมาณร้อยละ 0.4 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2560-2564) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศลดลงเฉลี่ยร้อยละ 0.8 ต่อปี

This year Thailand's primary energy consumption averaged 2.0 MMBOED, a 0.4% drop from last year. On average, for the past five years (2017-2021) this consumption has fallen 0.8% a year.

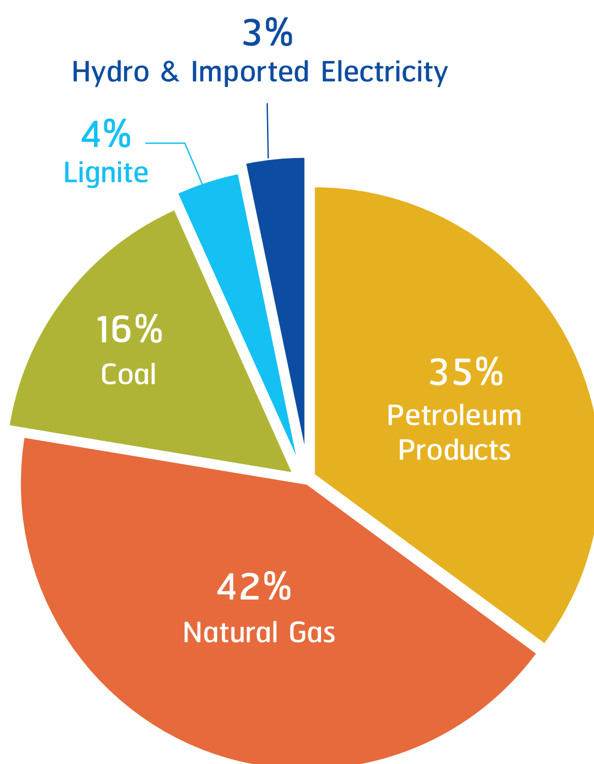


ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)
Source : Energy Policy & Planning Office, EPPO

การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยปี 2564 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียม ร้อยละ 77 (ก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 42 และ 35 ตามลำดับ) ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 20 และพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้า ร้อยละ 3

For the year, primary energy consumption was made up of 77% petroleum (42% natural gas and 35% petroleum products), 20% coal and lignite, and 3% hydro-power and imported power.

สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยในปี พ.ศ. 2564
Thailand's primary commercial energy consumption in 2021



การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทย
National Supply

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี 2564 มีการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศเฉลี่ย 725,902 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ลดลงร้อยละ 4.9 แบ่งเป็นการจัดหาในรูปน้ำมันดิบร้อยละ 13 (เฉลี่ย 95,526 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 10 (เฉลี่ย 79,626 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติ (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย) ร้อยละ 77 (เฉลี่ย 3,199 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยรวมคิดเป็นร้อยละ 36 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 64 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

This year Thailand saw 725,902 BOED in supply from indigenous sources, a 4.9% decline from last year, accounting for 36%. Crude oil accounted for 13% (95,526 bpd); condensate, 10% (79,626 bpd); and gas (MTJDA gas included), 77% (3,199 MMcfd). Imports accounted for 64% of the total supply.

เมื่อพิจารณาแนวโน้มในอดีตที่ผ่านมา จะเห็นว่า ความต้องการใช้และการจัดหาพลังงานของประเทศโดยรวมยังคงมีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง โดยประเทศต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบในระดับสูงมาอย่างยาวนาน ในปี 2564 มีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันดิบสูงถึงร้อยละ 90 เมื่อเทียบกับการจัดหาน้ำมันดิบในประเทศทั้งหมด เพื่อใช้ภายในประเทศโดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการขนส่ง

สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในประเทศ ยังคงสามารถพึ่งพาก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งในประเทศร้อยละ 68 แต่เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง ได้มีการนำเข้าก๊าซธรรมชาติในสองรูปแบบ ได้แก่ นำเข้าจากแหล่งก๊าซธรรมชาติของประเทศเมียนมา โดยขนส่งผ่านระบบท่อส่งก๊าซตะวันตกในสัดส่วนร้อยละ 14 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่จัดหาได้ อีกรูปแบบคือการนำเข้าในรูปของก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) ในสัดส่วนร้อยละ 18

ปัจจุบันประเทศไทยมีสถานีกักเก็บและแปรสภาพ LNG แห่งที่หนึ่ง ตั้งอยู่ที่ อำเภอมาบตาพุด จังหวัดระยอง ซึ่งก่อสร้างแล้วเสร็จตั้งแต่ปี 2562 สามารถรองรับ LNG ได้ 11.5 ล้านตันต่อปี และสถานีแห่งที่สองที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง ตั้งอยู่ที่ บ้านหนองแฟบ ตำบลมาบตาพุด อำเภอเมือง จังหวัดระยอง ซึ่งจะสร้างเสร็จในปี 2565 เพื่อเพิ่มความสามารถในการรองรับการนำเข้า LNG อีก 7.5 ล้านตันต่อปี (รวมเป็น 19 ล้านตันต่อปี) โดยสถานีทั้งสองแห่งเป็นโครงสร้างพื้นฐานสำหรับรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

One notices soaring overall energy demand and supply over the years in Thailand, which has for so long relied heavily on crude oil imports. This year, for instance, such imports took the lion's share of 90% of the total domestic oil supply, most of it consumed by the transport sector.

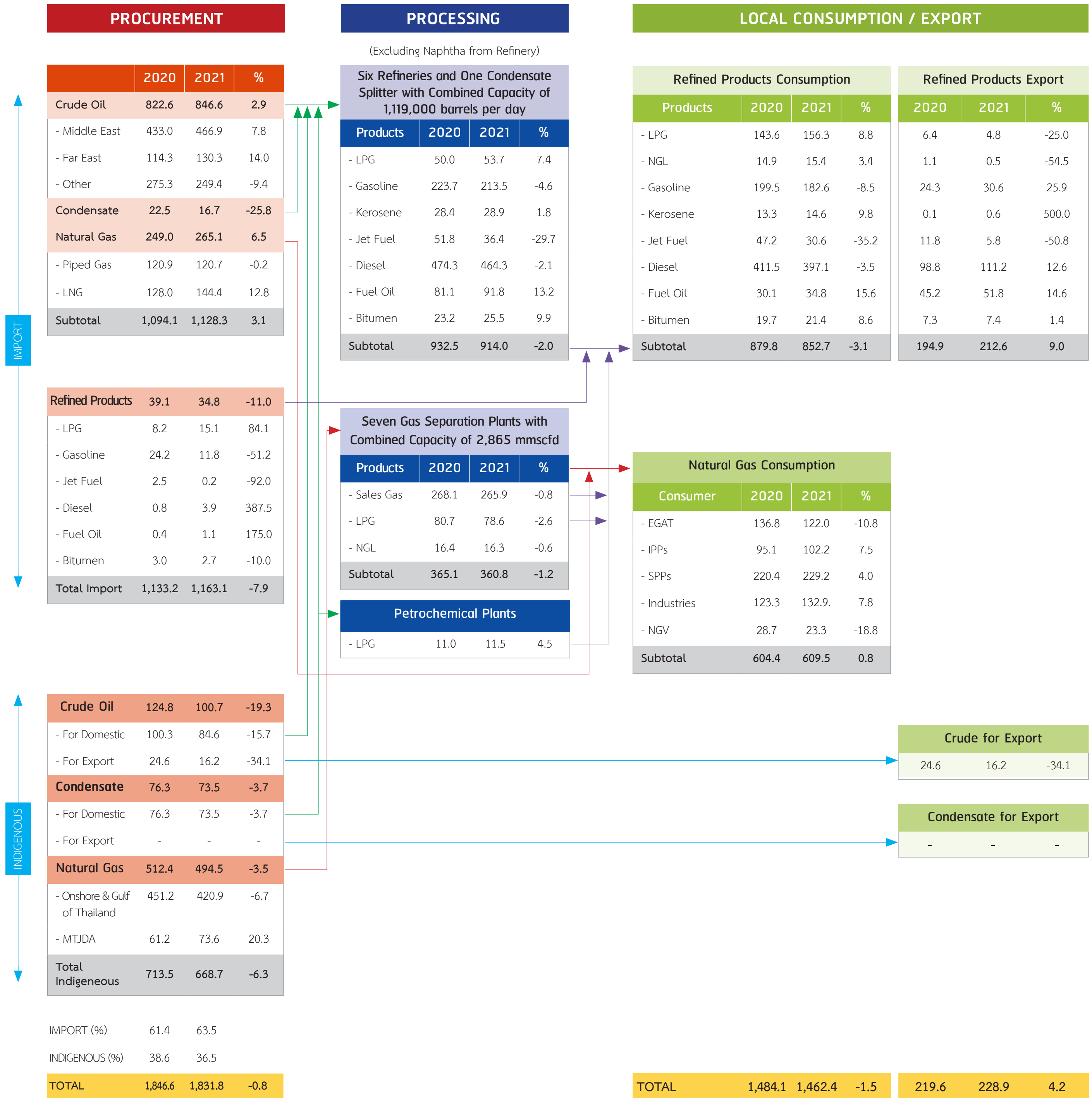
As for domestically consumed gas, Thailand currently relies on 68% of gas supplied by indigenous sources. To meet the spiraling demand, two forms of imports have emerged: piped gas from Myanmar's fields (14% of the total supply) to the west and LNG (18%).

At present, Thailand boasts the first LNG storage and gasification facilities at Map Ta Phut, Rayong (construction completed in 2019), with a capacity of 11.5 million tons/year (MTPA) and a second set of facilities under construction at Ban Nong Faep, Map Ta Phut, Mueang, Rayong (due for completion in 2022) to grow the capacity by 7.5 MTPA, altogether 19 MTPA to cope with the growing LNG demand.



Thailand's Petroleum Balance
(January - December 2021)

Unit: MBOEPD



PROCUREMENT

IMPORT

	2020	2021	%
Crude Oil	822.6	846.6	2.9
- Middle East	433.0	466.9	7.8
- Far East	114.3	130.3	14.0
- Other	275.3	249.4	-9.4
Condensate	22.5	16.7	-25.8
Natural Gas	249.0	265.1	6.5
- Piped Gas	120.9	120.7	-0.2
- LNG	128.0	144.4	12.8
Subtotal	1,094.1	1,128.3	3.1
Refined Products	39.1	34.8	-11.0
- LPG	8.2	15.1	84.1
- Gasoline	24.2	11.8	-51.2
- Jet Fuel	2.5	0.2	-92.0
- Diesel	0.8	3.9	387.5
- Fuel Oil	0.4	1.1	175.0
- Bitumen	3.0	2.7	-10.0
Total Import	1,133.2	1,163.1	-7.9

INDIGENOUS

	2020	2021	%
Crude Oil	124.8	100.7	-19.3
- For Domestic	100.3	84.6	-15.7
- For Export	24.6	16.2	-34.1
Condensate	76.3	73.5	-3.7
- For Domestic	76.3	73.5	-3.7
- For Export	-	-	-
Natural Gas	512.4	494.5	-3.5
- Onshore & Gulf of Thailand	451.2	420.9	-6.7
- MTJDA	61.2	73.6	20.3
Total Indigeneous	713.5	668.7	-6.3

	2020	2021	%
IMPORT (%)	61.4	63.5	
INDIGENOUS (%)	38.6	36.5	
TOTAL	1,846.6	1,831.8	-0.8

PROCESSING

(Excluding Naphtha from Refinery)

Six Refineries and One Condensate Splitter with Combined Capacity of 1,119,000 barrels per day

Products	2020	2021	%
- LPG	50.0	53.7	7.4
- Gasoline	223.7	213.5	-4.6
- Kerosene	28.4	28.9	1.8
- Jet Fuel	51.8	36.4	-29.7
- Diesel	474.3	464.3	-2.1
- Fuel Oil	81.1	91.8	13.2
- Bitumen	23.2	25.5	9.9
Subtotal	932.5	914.0	-2.0

Seven Gas Separation Plants with Combined Capacity of 2,865 mmscfd

Products	2020	2021	%
- Sales Gas	268.1	265.9	-0.8
- LPG	80.7	78.6	-2.6
- NGL	16.4	16.3	-0.6
Subtotal	365.1	360.8	-1.2

Petrochemical Plants

- LPG	11.0	11.5	4.5

LOCAL CONSUMPTION / EXPORT

	Refined Products Consumption			Refined Products Export		
Products	2020	2021	%	2020	2021	%
- LPG	143.6	156.3	8.8	6.4	4.8	-25.0
- NGL	14.9	15.4	3.4	1.1	0.5	-54.5
- Gasoline	199.5	182.6	-8.5	24.3	30.6	25.9
- Kerosene	13.3	14.6	9.8	0.1	0.6	500.0
- Jet Fuel	47.2	30.6	-35.2	11.8	5.8	-50.8
- Diesel	411.5	397.1	-3.5	98.8	111.2	12.6
- Fuel Oil	30.1	34.8	15.6	45.2	51.8	14.6
- Bitumen	19.7	21.4	8.6	7.3	7.4	1.4
Subtotal	879.8	852.7	-3.1	194.9	212.6	9.0

Natural Gas Consumption

Consumer	2020	2021	%
- EGAT	136.8	122.0	-10.8
- IPPs	95.1	102.2	7.5
- SPPs	220.4	229.2	4.0
- Industries	123.3	132.9.	7.8
- NGV	28.7	23.3	-18.8
Subtotal	604.4	609.5	0.8

Crude for Export

24.6	16.2	-34.1

Condensate for Export

-	-	-

	2020	2021	%
TOTAL (Consumption)	1,484.1	1,462.4	-1.5
TOTAL (Export)	219.6	228.9	4.2

Source : DOEB, DMF, PTT



Part 3

CONCESSIONS AND STATE REVENUE

สัมปทานปิโตรเลียม และรายได้รัฐ



3.1
การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
EXPLORATION AND PRODUCTION RIGHTS

มาตรา 23 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม กำหนดว่า “ปิโตรเลียมเป็นของรัฐ ผู้ใดสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใด ไม่ว่าที่นั้นเป็นของตนเองหรือบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต หรือได้รับสัญญาจ้างบริการ...” ดังนั้น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานของรัฐ ซึ่งมีหน้าที่กำกับดูแลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ จึงต้องดำเนินการในเรื่องที่เกี่ยวข้องกับการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและการอนุมัติอนุญาตดำเนินการของผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปตามบทบัญญัติของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม

โดยในปี พ.ศ. 2564 มีการออกประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง การยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบกลงวันที่ 16 มิถุนายน 2564 เพื่อเชิญชวนผู้ที่สนใจยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบกจำนวน 1 แปลงสำรวจ คือ แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 ซึ่งมีพื้นที่ประมาณ 78.90 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่บริเวณจังหวัดสุโขทัยและจังหวัดกำแพงเพชร ซึ่งคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2564 มีมติให้สัมปทานปิโตรเลียมสำหรับแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 แก่บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด ทั้งนี้กระทรวงพลังงานออกเป็นสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2564/111 เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2564

ในรอบปี พ.ศ. 2564 มีสัมปทานจำนวน 36 สัมปทาน แบ่งเป็นช่วงการผลิต 44 แปลงสำรวจ ช่วงการสำรวจ 2 แปลงสำรวจ และหยุดดำเนินการ (พื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา) 12 แปลงสำรวจ และสัญญาแบ่งปันผลผลิตจำนวน 2 สัญญา 2 แปลงสำรวจ (แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 และ G2/61)

Section 23 of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971) and its amendments reads: “Petroleum belongs to the State, and no person shall explore for or produce petroleum in any area, whether such area is owned by him or her or by other persons, except by virtue of a concession, a production sharing contract, or a service contract.” As an arm of the government responsible for supervising domestic E&P, the Department of Mineral Fuels (DMF) must take action on matters concerning the awarding of E&P rights and approval of actions by concessionaires under the provisions of the petroleum act and its amendments.

This year the Ministry of Energy issued an announcement dated June 16, 2021, inviting bidders for the rights to explore for and produce petroleum in Onshore Exploration Block L1/64, covering an approximate area of 78.90 square kilometers of Sukhothai and Kamphaeng Phet. On November 19, 2021, with the approval of the Council of Ministers of October 5, 2021, Petroleum Concession No. 1/2564/111 for Onshore Exploration Block L1/64 was awarded to CNPCHK (Thailand) Limited.

This year operations were carried out in 36 concessions covering 44 blocks in the production period, two blocks in the exploration period, 12 blocks where work was suspended (the Cambodia - Thailand Overlapping Areas), and two PSCs covering two blocks, namely offshore Gulf of Thailand G1/61 and G2/61.

การอนุมัติ อนุญาตการดำเนินการของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมตามข้อกำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

Approval and Licensing of Concessionaires' Operations under the Petroleum Act

1. การกำหนดพื้นที่ผลิต

ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้วจึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ ตามมาตรา 42 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม โดยในปี พ.ศ. 2564 มีการอนุมัติพื้นที่ผลิต จำนวน 3 พื้นที่ใน 3 แปลงสำรวจ ดังนี้

1. Definition of production areas

Before producing petroleum from any exploration block, a given concessionaire must prove its discovery of a commercial well and duly define a production area. With the director general's approval, it may proceed with production under Section 42 of the Petroleum Act B.E. 2514 (1971) and its amendments. This year three such production areas in three exploration blocks were approved.

สัมปทาน/สัญญาแบ่งปันผลผลิต เลขที่ Concession/PSC No.	ผู้รับสัมปทาน/ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต (ผู้ดำเนินงาน) Concessionaire/PSC (Operator)	แปลงสำรวจ Block	ชื่อพื้นที่ผลิต Production Area	อนุมัติ Approved	
				พื้นที่ (ตร.กม.) Area (Sq.Km.)	วันที่ Date
1/2550/77	บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด Pan Orient Energy (Siam) Limited	L53/48	AA	1.86	12 มี.ค. 64 Mar 12, 2021
2/2562/2	บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด PTTEP Energy Development Company Limited	G2/61	G2/61 พื้นที่หลัก Main Area	3,009.34	13 ธ.ค. 64 Dec 13, 2021
1/2564/111	บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด CNPCHK (Thailand) Limited	L1/64	L1/64 บึงหญ้า Bung Ya	11.24	13 ธ.ค. 64 Dec 13, 2021

2. การขอต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม

เมื่อผู้รับสัมปทานได้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมมาจนครบระยะเวลาผลิตตามสัมปทานแล้ว หากพบว่าในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมยังมีศักยภาพปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์หรือมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมคงเหลือที่สามารถผลิตต่อไปได้ ผู้รับสัมปทานสามารถขอต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมได้ตามมาตรา 26 เป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี และกระทำได้เพียงครั้งเดียว โดยต้องยื่นคำขอก่อนสิ้นระยะเวลาผลิตไม่น้อยกว่า 6 เดือน โดยเป็นอำนาจของคณะรัฐมนตรีในการพิจารณาให้การอนุมัติต่อระยะเวลาผลิตดังกล่าว

2. Production period extension

Once a given concessionaire has produced for the entire production period, should it discover petroleum of commercial volumes or reserves that justify further production, it can apply only once under Section 26 for production period extension of up to 10 years. To this end, it must file such application at least six months ahead of production period expiry. The Cabinet is authorized to approve such extension.

ในรอบปี พ.ศ. 2564 มีแปลงสำรวจที่ได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี ให้ต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมออกไปเป็นระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี จำนวน 1 แปลงสำรวจ คือ สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 2/2522/17 แปลงสำรวจบนบกหมายเลข E5 เฉพาะนอกพื้นที่โคราช ของบริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์ โดยได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่วันที่ 16 มีนาคม 2564 จนถึงวันที่ 15 มีนาคม 2574

This year one exploration block won a Cabinet approval for production extension for up to 10 years, namely Concession 2/2522/17 for Onshore Block E5 of ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. (outside Khorat area). The approved period is March 16, 2021, to March 15, 2031.

การลงนามในข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้ง
Signing of the Asset Transfer Agreement

โดยที่ข้อกำหนดในสัมปทาน ข้อ 15 (2) กำหนดว่า เมื่อสัมปทานสิ้นอายุ บรรดาข้อผูกพันทั้งปวงระหว่างรัฐมนตรีกับผู้รับสัมปทานย่อมสิ้นสุดลง เว้นแต่ข้อผูกพันทางการเงินหรือผลประโยชน์พิเศษ ซึ่งยังมิได้มีการปฏิบัติครบถ้วน และข้อผูกพันที่กำหนดในสัมปทานว่าจะต้องปฏิบัติหลังจากสัมปทานสิ้นอายุ ผู้รับสัมปทานยังมีข้อผูกพันที่จะต้องดำเนินการหลังจากสัมปทานสิ้นอายุตามข้อกำหนดในสัมปทาน และข้อ 15 (4) ประกอบกับข้อ 22 แห่งกฎกระทรวงกำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่าย และหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 กำหนดให้ผู้รับสัมปทานจะต้องดำเนินการส่งมอบทรัพย์สินหรือสิ่งติดตั้งที่รัฐเลือกรับมอบมาแก่รัฐโดยไม่คิดมูลค่าภายในหนึ่งปีนับแต่วันที่ได้ทำข้อตกลงระหว่างหน่วยงานของรัฐผู้รับมอบกับผู้รับสัมปทาน และดำเนินการรื้อถอนทรัพย์สินหรือสิ่งติดตั้งที่ใช้ประโยชน์มิได้

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานของรัฐผู้รับมอบซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้ตรวจสอบรายการทรัพย์สินหรือสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบและเป็นผู้ดูแลรักษาและบริหารทรัพย์สินหรือสิ่งติดตั้ง เพื่อการใช้ประโยชน์ในกิจการปิโตรเลียมในอนาคตต่อไป โดยในปี พ.ศ. 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ลงนามในข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งกับผู้รับสัมปทาน จำนวน 3 สัมปทาน ดังนี้

1. สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2526/23 แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC
2. สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15
3. สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 16 และ 17

Clause 15 (2) of the petroleum concession states that upon termination of a given concession, all of the obligations between the Ministry and the concessionaire shall thereupon cease to exist except the financial or special advantage obligations which have not yet been fulfilled or are required to be performed after the termination of the concession. Clause 15 (4) of the concession in conjunction with Clause 22 of the Ministerial Regulation prescribing the Plan, Estimated Cost and Security for Decommissioning of Installations Used in Petroleum Operations B.E. 2559 (2016) also requires the concessionaire to deliver to the State usable property or installations free of charge within one year from the date of execution of the agreement between the designated government agency and the concessionaire, and the concessionaire must remove all unusable property and installations.

As the government agency designated to oversee petroleum operations in Thailand under the Petroleum Act B.E. 2514, DMF has examined the list of property and installations delivered and will be responsible for their care and management for future petroleum operations. This year DMF has signed three Asset Transfer Agreements with the following concessionaires:

1. Concession No. 1/2526/23 for Onshore Exploration Block NC
2. Concession No. 5/2515/9 for Offshore Gulf of Thailand Block 15
3. Concession No. 3/2515/7 for offshore Gulf of Thailand Blocks 16 and 17.

Petroleum Concessions in Thailand (as of January 1, 2022)

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
Gulf of Thailand							
1/2514	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
26-Nov-71	Mitsui Oil Exploration Co.,Ltd.	20.00	5#	4,645.0000	–	–	Suspended
	Idemitsu Kosan Co., Ltd.	50.00	6#	5,510.0000	–	–	Suspended
	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	20.00					
	* Chevron Blocks 5 and 6, Ltd.	10.00					
1/2515/5	Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)						
1-Mar-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00					
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00					
	Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary)		10	–	744.1295	–	Operating
	(Unit Area II)		11	–	1,154.8318	–	Production Period
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25					24 Apr 82 - 23 Apr 22
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75					
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00					
23/Apr/75	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
Sup.No 2	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10#	1,382.9000	–	–	Suspended
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11#	1,401.4900	–	–	Suspended
17-Dec-97	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	60.00	10A	–	166.0000	–	Operating
Sup.No 9	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	40.00	11A	–	88.0000	–	Production Period
							17 Dec 05 – 16 Dec 35
2/2515/6	Gas Sale Agreement No.1						
6-Mar-72	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00					
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00					
	Gas Sale Agreement No.2 (Unit Area I)						
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	70.00	12	–	1,295.1646	–	Operating
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	30.00	13	–	1,175.7716	–	Production Period
	Gas Sale Agreement No.2 (Supplementary) (Unit Area II)						24 Apr 82 - 23 Apr 22
	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	71.25					
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	23.75					
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	5.00					
8-Jun-99	Thailand-Cambodia Overlapping Area		12A#	294.0000	–	–	Suspended
Sup.No.6	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	80.00	12B#	125.0000	–	–	Suspended
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	20.00	13#	471.0000	–	–	Suspended
3/2515/7	* PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.	66.67	16	–	1,403.1090	–	Operating
8-Mar-72	Total E&P Thailand	33.33	17	–	518.3800	–	Production Period
							8 Mar 83 - 7 Mar 23
1-Jun-98	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	16A	–	719.8457	–	Operating
Sup.No.8	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					Production Period
	**Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00					27 Feb 06 - 26 Feb 36

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
4/2515/8	**Thailand-Cambodia Overlapping Area**						
9-Jan-76	* BG Asia Inc.	50.00	7#	4,760.0000	–	–	Suspended
Sup.No.8	Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd.	33.33	8#	3,400.0000	–	–	Suspended
	Petroleum Resources (Thailand) Pty., Ltd.	16.67	9#	2,260.0000	–	–	Suspended
17-Jul-03	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	44.34	9A	–	80.0276	–	Operating
Sup.No.9	Orange Energy Limited	46.34					Production Period
	Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	7.32					17 Jul 11 - 16 Jul 41
	Palang Sophon Limited	2.00					
5/2515/9	* PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.	66.67	15	–	1,279.0000	–	Operating
10-Mar-72	TotalEnergies EP Thailand	33.33					Production Period
							24 Apr 82 - 23 Apr 22
27-Feb-98	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	14A	–	1,373.1890	–	Operating
Sup.No.11	**Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					Production Period
	**Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00					27 Feb 10 - 26 Feb 40
	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
	* PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	80.00	14A#	133.0000	–	–	Suspended
	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00					
27-Feb-98	* PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.	80.00	15A	–	1,466.0516	–	Operating
Sup.No.11	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	16.00					Production Period
	Moeco Thailand Co.,Ltd.	4.00					27 Feb 06 - 26 Feb 36
3/2528/28	PTTEP Siam Ltd.	100.00	B6/27	–	9.5200	–	Operating
6-Feb-85							Production Period
							6 Feb 93 - 5 Feb 23
1/2529/33	* Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	35.00	B12/27	–	2,678.2930	441.4800	Operating
15-Jan-86	PTT Exploration and Production Public Co.,Ltd.	45.00					Production Period
	PTTEP SP Limited	15.00					15 Jan 98 - 14 Jan 28
	Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.	5.00					
1/2532/35	MP B5 (Thailand) Limited	100.00	B5/27	–	75.8988	1,855.3412	Operating
9-Aug-89							Production Period
							9 Aug 01 - 8 Aug 31
1/2534/36	Tantawan Production Area						
1-Aug-91	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	44.34	B8/32	–	274.6670	–	Operating
	Orange Energy Limited	46.34					Production Period
	**Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd.	7.32					1 Aug 00 - 31 Jul 30
	Palang Sophon Limited	2.00					
	Outside Tantawan Production Area						
	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	29.67					
	Orange Energy Limited	31.67					Operating
	B8/32 Partners Ltd.	31.67	B8/32	–	1,717.4300	–	Production Period
	**Chevron Block B 8/32 (Thailand) Ltd.	5.00					1 Aug 00 - 31 Jul 30
	Palang Sophon Limited	2.00					
3/2539/50	* Medco Energi Thailand (Bualuang) Limited	60.00	B8/38	–	376.5626	–	Operating
24-Oct-96	Medco Energi Thailand (E&P) Limited	40.00					Production Period
							24 Oct 05 – 23 Oct 25
4/2546/61	* Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	51.000	G4/43	–	454.8500	–	Operating
17-Jul-03	PTTEP International Ltd.	21.375					Production Period
	**Siam Moeco Ltd.	21.250					17 Jul 12 - 16 Jul 32
	Palang Sophon Limited	6.375					

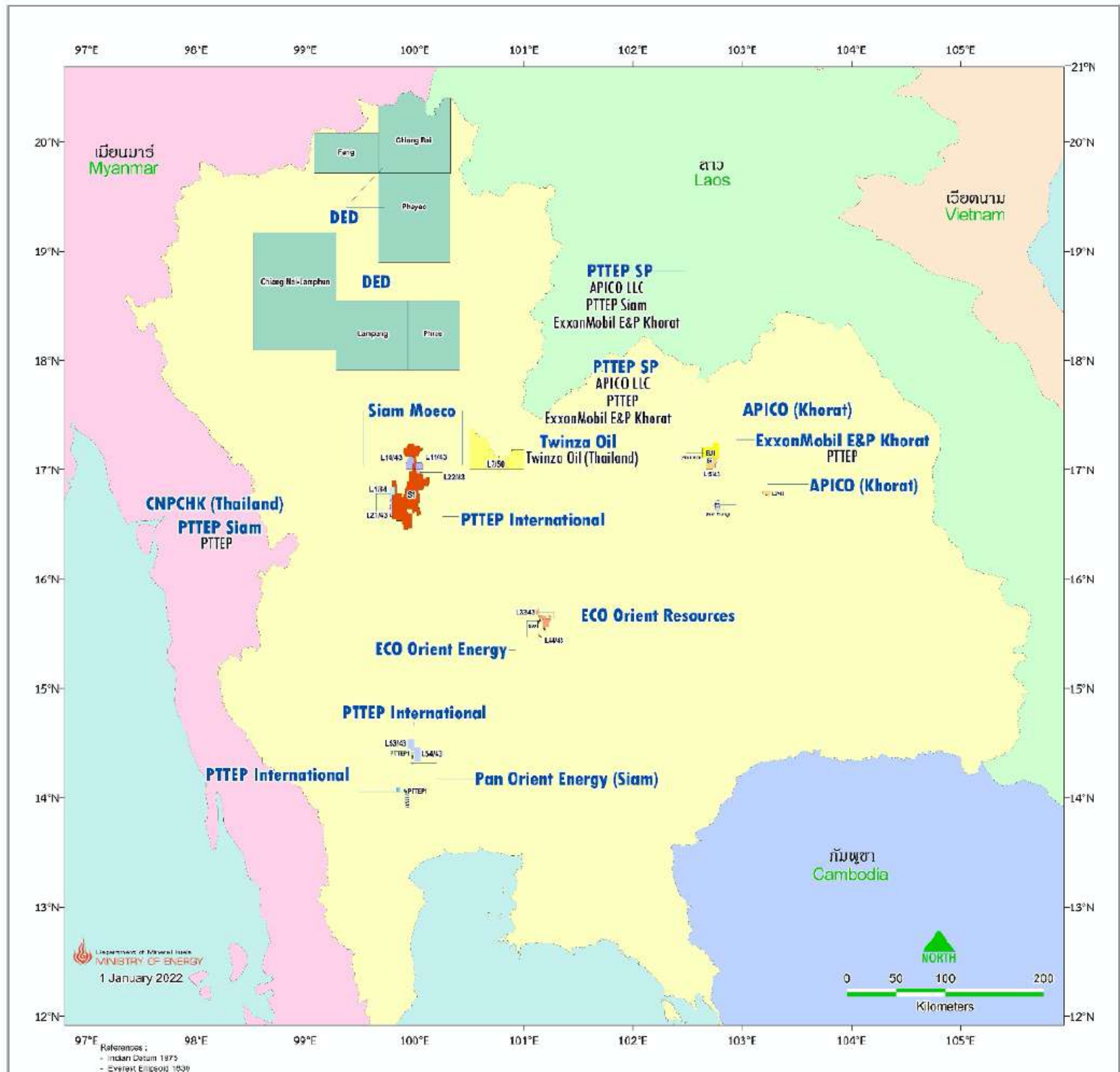
Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
7/2546/64	CEPSA Energy (Thailand) Ltd.	100.00	G5/43	–	357.3241	–	Operating
17-Jul-03							Production Period
							17 Jul 12 - 16 Jul 32
8/2546/65	Thailand-Cambodia Overlapping Area						
17-Jul-03	PTTEP International Ltd.	100.00	G9/43#	2,619.0000	–	–	Suspended
1/2549/69	* Chevron Pattani, Ltd.	71.25	G4/48	–	70.8300	–	Operating
15-Mar-06	Siam Moeco Ltd.	23.75					Production Period
	PTTEP International Ltd.	5.00					15 Mar 15 - 14 Mar 35
3/2549/71	* PTTEP International Ltd.	66.67	G12/48	–	37.0500	–	Operating
15-Mar-06	TotalEnergies EP Thailand	33.33					Production Period
							15 Mar 15 - 14 Mar 35
7/2549/75	* MP G1 (Thailand) Limited	70.00	G1/48	–	171.8900	–	Operating
8-Dec-06	Tap Energy (Thailand) Pty Ltd.	30.00					Production Period
							8 Dec 15 - 7 Dec 35
8/2549/76	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited	25.00	G10/48	–	132.2000	–	Operating
8-Dec-06	KrisEnergy G10 (Thailand) Limited	64.00					Production Period
	Palang Sophon Limited	11.00					8 Dec 15 - 7 Dec 35
4/2550/80	* KrisEnergy (Gulf of Thailand) Limited	30.00	G6/48	–	87.7400	–	Operating
8-Jan-07	MP G6 (Thailand) Limited	30.00					Production Period
	Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.	40.00					8 Jan 16 - 7 Jan 36
5/2550/81	* MP G11 (Thailand) Limited	67.50	G11/48	–	388.2100	–	Operating
13-Feb-07	Nong Yao G11 (Thailand) Ltd.	22.50					Production Period
	Palang Sophon Limited	10.00					13 Feb 16 – 12 Feb 36
11/2550/87	* Chevron Pattani, Ltd.	35.00	G7/50	–	45.4400	–	Operating
19-Dec-07	PTTEP International Limited	60.00					Production Period
	**Siam Moeco Ltd.	5.00					19 Dec 16 – 18 Dec 36
12/2550/88	* PTTEP International Limited	80.00	G8/50	–	121.9400	–	Operating
19-Dec-07	Chevron Petroleum (Thailand), Ltd.	16.00					Production Period
	**Siam Moeco Ltd.	4.00					19 Dec 13 – 18 Dec 33
Total		22 concessions	29 blocks	27,001.3900	18,463.3459	2,296.8212	
Onshore							
1/2522/16	* PTTEP Siam,Ltd.	75.00	S1	–	870.3500	454.9500	Operating
15-Mar-79	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	25.00					Production Period
							15 Mar 91 - 14 Mar 31
2/2522/17	Namphong Area						Operating
16-Mar-79	* ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	80.00	E5	–	34.4000	17.2200	Production Period
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	20.00					16 Mar 91 - 15 Mar 31
	Phu Horm Area						
	* PTTEP SP Limited	35.00	E5	–	39.3100	–	Operating
	Apico LLC	35.00					Production Period
	**PTT Exploration and Production Public Co., Ltd.	20.00					16 Mar 91 - 15 Mar 31
	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	10.00					
1/2524/19	* PTTEP SP Limited	35.00	EU1	–	192.8900	–	Operating
3-Jun-81	Apico LLC	35.00					Production Period
	**PTTEP Siam Ltd.	20.00					3 Jun 89 - 2 Jun 29
	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	10.00					

Concess. No. Date Issued	Concessionaire(s)	Share (%)	Block	Concession Area (sq.km.)			Status
				Exploration	Production	Reserves	
1/2527/24 24-Jul-84	Eco Orient Energy (Thailand) Ltd.	100.00	SW1	–	14.4611	–	Operating Production Period 24 Jul 96 - 23 Jul 26
2/2528/27 5-Feb-85	PTTEP International Ltd.	100.00	PTTEP1	–	9.0400	–	Operating Production Period 5 Feb 97 - 4 Feb 27
1/2546/58 17-Jul-03	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L21/43	–	43.3200	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
2/2546/59 17-Jul-03	PTTEP International Ltd.	100.00	L22/43	–	16.4800	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
3/2546/60 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L44/43	–	96.3200	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
5/2546/62 17-Jul-03	Eco Orient Resources (Thailand) Ltd.	100.00	L33/43	–	13.8700	–	Operating Production Period 17 Jul 12 - 16 Jul 32
9/2546/66 25-Sep-03	Apico (Khorat) Limited	100.00	L15/43	–	70.1500	–	Operating Production Period 6 Mar 14 - 5 Mar 34
			L27/43	–	31.9100	–	Operating Production Period 25 Sep 12 - 24 Sep 32
1/2547/67 22-Jan-04	Siam Moeco Ltd.	100.00	L10/43 L11/43	– –	77.6600 47.4200	– –	Operating Production Period 22 Jan 13 - 21 Jan 33
2/2547/68 22-Jan-04	PTTEP International Ltd.	100.00	L53/43 L54/43	– –	77.6500 82.8500	– –	Operating Production Period 22 Jan 13 - 21 Jan 33
1/2550/77 8-Jan-07	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	100.00	L53/48	–	27.3200	–	Operating Production Period 8 Jan 16 - 7 Jan 36
13/2550/89 19-Dec-07	* Twinza Oil Limited Twinza Oil (Thailand) Limited	50.00 50.00	L7/50	–	–	–	Suspended
1/2564/111 19-Nov-21	CNPCHK (Thailand) Ltd.	100.00	L1/64	67.6600	11.2400	–	Operating Exploration Period 19 Nov 21 - 18 Nov 27
Total		14 concessions	17 blocks	67.6600	1,756.6411	472.1700	
Grand Total		36 concessions	46 blocks	27,069.0500	20,219.9870	2,768.9912	

* : operator
** : coventurer
: หยุดการดำเนินงาน

แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมบนบก

Petroleum Concession Map (Onshore)



แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในทะเลอ่าวไทย
Petroleum Concession Map Offshore (Gulf of Thailand)



แผนที่แปลงสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศ

Thailand Petroleum Concession Map





3.2
รายได้ของรัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
STATE REVENUE

รายได้ของรัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมสามารถแบ่งได้เป็นสองส่วน คือ ส่วนแรกประกอบด้วยค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) และค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต ซึ่งจัดเก็บโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ส่วนที่สองเป็นภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ซึ่งจัดเก็บโดยกรมสรรพากรภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

The state revenue derived from concessionaires' operations consists of royalty, SRB (special remuneratory benefits), and production period renewal benefits, all collected by DMF under the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971), and petroleum income tax, collected by the Revenue Department under the Petroleum Income Tax Act, B.E. 2514 (1971).

ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม
Royalty

ในปี 2564 รัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นเงิน 35,753 ล้านบาท จากปริมาณการขายปิโตรเลียม ในเดือนมกราคม – ธันวาคม 2564 ซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ และก๊าซปิโตรเลียมเหลว คิดเป็นมูลค่าปิโตรเลียมทั้งสิ้น 301,176 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

This year, royalty collection totaled Baht 35.753 billion for the natural gas, condensate, crude oil, and LPG sold during the period, altogether worth Baht 301.176 billion.

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sale	มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท) Value (Baht million)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท) Royalty (Baht million)
ก๊าซธรรมชาติ 0.91 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต **Natural gas** (0.91 TCF)	162,773	20,140
คอนเดนเสท 27 ล้านบาร์เรล **Condensate** (27 million barrels)	56,358	6,983
น้ำมันดิบ 37 ล้านบาร์เรล **Crude oil** (37 million barrels)	81,068	8,508
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 68 ล้านกิโลกรัม **LPG** (68 million kilograms)	977	122
รวม Total	**301,176**	**35,753**

ปี 2564 การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลที่อยู่ภายในเส้นฐานตรงและน่านน้ำภายในให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นรวมเป็นเงิน 2,161.05 ล้านบาท มีรายละเอียด ดังนี้

The year saw Baht 2.16105 billion in royalty derived from onshore and offshore production between the straight baseline and inner waters allocated to local administrative bodies as detailed below :

หน่วย : ล้านบาท
Unit: Baht million

รายละเอียด Description	แหล่งผลิตในอ่าวไทย Gulf	แหล่งผลิตบนบก Onshore	รวม Total
ค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้ (มกราคม – ธันวาคม 2564) Collected royalty	32,151.48	3,601.75	35,753.23
นำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน Remitted to Treasury	32,151.48	1,440.70	33,592.18
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20 (192 แห่ง) 20% allocated to 192 Tambon Admin. Org. (TAOs) in producing tambon	-	720.35	720.35
จัดสรรให้ อบต. ทั่วประเทศ และเทศบาลต่าง ๆ ร้อยละ 20 (7,775 แห่ง) 20% allocated to 7,775 TAOs and municipalities nationwide	-	720.35	720.35
จัดสรรให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) ร้อยละ 20 (12 แห่ง*) 20% allocated to 12* Provincial Admin. Org. (PAOs) in producing provinces	-	720.35	720.35

* อบจ. 12 แห่ง ได้แก่ กำแพงเพชร พิษณุโลก สุโขทัย ขอนแก่น นครปฐม สุพรรณบุรี เพชรบูรณ์ อุดรธานี สงขลา กาญจนบุรี ปัตตานี และนครศรีธรรมราช

* The 12 PAOs consisted of Kamphaeng Phet, Phitsanulok, Sukhothai, Khon Kaen, Nakhon Pathom, Suphan Buri, Phetchabun, Udon Thani, Songkhla, Kanchanaburi, Pattani and Nakhon Si Thammarat.

ประเทศไทยเริ่มมีการผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่ปี 2524 จนถึงสิ้นปี 2564 สามารถผลิตปิโตรเลียม คิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 7.39 ล้านล้านบาท โดยรัฐจัดเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียมได้รวมทั้งสิ้น 904,898 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตาราง

Since petroleum production began in 1981, Thailand has produced a total value of Baht 7.39 trillion, Baht 904.898 billion of which represented royalty, as of this year-end as detailed below:

ปริมาณการขายปิโตรเลียม Sale	มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท) Value (Baht million)	ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (ล้านบาท) Royalty (Baht million)
ก๊าซธรรมชาติ 25 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต **Natural gas** (25 TCF)	3,789,475	473,487
คอนเดนเสท 769 ล้านบาร์เรล **Condensate** (769 million barrels)	1,365,868	170,647
น้ำมันดิบ 1,121 ล้านบาร์เรล **Crude oil** (1,121 million barrels)	2,210,767	257,234
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว 2,940 ล้านกิโลกรัม **LPG** (2,940 million kilograms)	28,242	3,530
รวม Total	**7,394,352**	**904,898**

การจัดสรรค่าภาคหลวงจากแหล่งผลิตบนบกและแหล่งผลิตในทะเลให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตั้งแต่ปี 2539 ถึงปี 2564 รวมเป็นเงิน 51,203.30 ล้านบาท

From 1996 to the end of 2021, local administrative bodies earned Baht 51.203.30 billion in allocated royalty payment for offshore and onshore production.





เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB)
Special Remuneratory Benefits

เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (Special Remuneratory Benefits - SRB) เป็นผลประโยชน์ของรัฐที่จัดเก็บเพิ่มเติมจากค่าภาคหลวง โดยจัดเก็บภายในระยะเวลา 5 เดือน นับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชีจากผู้รับสัมปทานในระบบ Thailand III ที่มีผลกำไรเกิดขึ้นจากการผลิตปิโตรเลียมในรอบปีที่ผ่านมามากเกินกว่าที่ควรจะได้รับตามปกติหลังจากหักค่าใช้จ่ายในการลงทุนหมดแล้ว ตามข้อกำหนดในหมวด 7 ทวิ ของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ที่เอื้อให้รัฐสามารถจัดเก็บรายได้เพิ่มขึ้นในกรณีที่ราคาปิโตรเลียมสูงขึ้นหรือพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์สูงมาก

ในปี 2564 รัฐสามารถจัดเก็บเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปี 2563 จำนวน 1 แปลงสำรวจ เป็นจำนวนเงิน 145 ล้านบาท โดยมีจำนวนเงินที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2547 จนถึงธันวาคม 2564 เป็นจำนวนเงินทั้งสิ้น 52,736 ล้านบาท

A sum of benefits levied on top of royalty, SRB is collected within five months after a given fiscal year from Thailand III concessionaires that accrued “beyond reasonable” profits over the year after the deduction of all capital expenses under Section 7 bis of the Petroleum Act, B.E. 2514 (1971), amended by the Petroleum Act (No. 4) of 1989, which allows the State to levy additional revenue, given exorbitant petroleum prices or upon discovery of deposits of extraordinary commerciality.

This year, Baht 145 million in SRB collection (based on the profit of the 2020 calendar year) applied to one exploration block. The cumulative sum of SRB from 2004 to December 2021 is Baht 52.736 billion.

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต
Production Period Renewal Benefits

ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตจัดเก็บจากสัมปทานที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมอีก 10 ปี โดยในปี 2564 รัฐจัดเก็บค่าตอบแทนซึ่งเป็นรายได้ของรัฐ จำนวนเงิน 7,339 ล้านบาท สรุปจำนวนเงินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิตที่จัดเก็บได้ตั้งแต่ปี 2550 จนถึงธันวาคม 2564 รวมทั้งสิ้น 60,317 ล้านบาท

Production period renewal benefits are levied on concessions with 10-year extension of production, this year alone totaling Baht 7.339 billion. Since 2007 the cumulative benefits have reached Baht 60,317 billion.

ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

Petroleum Income Tax

กรมสรรพากรจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากผลการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานโดยจัดเก็บภายในระยะเวลา 5 เดือนนับแต่วันสิ้นรอบระยะเวลาบัญชี โดยรอบระยะเวลาบัญชีปี 2563 ซึ่งจัดเก็บในปี 2564 รัฐจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมได้เป็นจำนวนเงิน 49,948 ล้านบาท เป็นผลให้มีจำนวนเงินภาษีเงินได้ปิโตรเลียมที่จัดเก็บได้นับตั้งแต่ปี 2528 จนถึงปัจจุบัน รวมทั้งสิ้น 1.37 ล้านล้านบาท

Within five months after each fiscal year, the Revenue Department collects 50% of the net profit from each concessionaire's operations. As of the end of fiscal year 2021, the accrued petroleum income tax stood at Baht 49.948 billion, which was collected in 2021. Since 1985 this income tax collection has reached Baht 1.37 trillion.

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม

Proportion of Thailand's Benefits from Petroleum Operations

การผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานตั้งแต่ปี 2524 จนถึงปี 2564 ส่งผลให้มีการขายปิโตรเลียมได้เป็นมูลค่าทั้งสิ้น 7,394,352 ล้านบาท โดยรัฐสามารถจัดเก็บรายได้รวมทั้งสิ้น 2.39 ล้านล้านบาท ซึ่งประกอบด้วยค่าภาคหลวง 904,898 ล้านบาท เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ 52,736 ล้านบาท ค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิต 60,317 ล้านบาท และภาษีเงินได้ปิโตรเลียม 1.37 ล้านล้านบาท

รายละเอียดตัวเลข ปริมาณ มูลค่าปิโตรเลียม และค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเป็นรายปี แสดงไว้ในภาคผนวก

Since commercial production began in Thailand in 1981 (to the end of 2021), Baht 7.394352 trillion of petroleum has been sold, from which Thailand collected Baht 2.39 trillion in revenue: Baht 904.898 billion in royalty, Baht 52.736 billion in SRB, Baht 60.317 billion in production period renewal benefits, and Baht 1.37 trillion in petroleum income tax.

Detailed annual volumes, values, and royalty payments appear in the appendices.


GW - 80

Part 4

EXPLORATION AND PRODUCTION INVESTMENT

การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

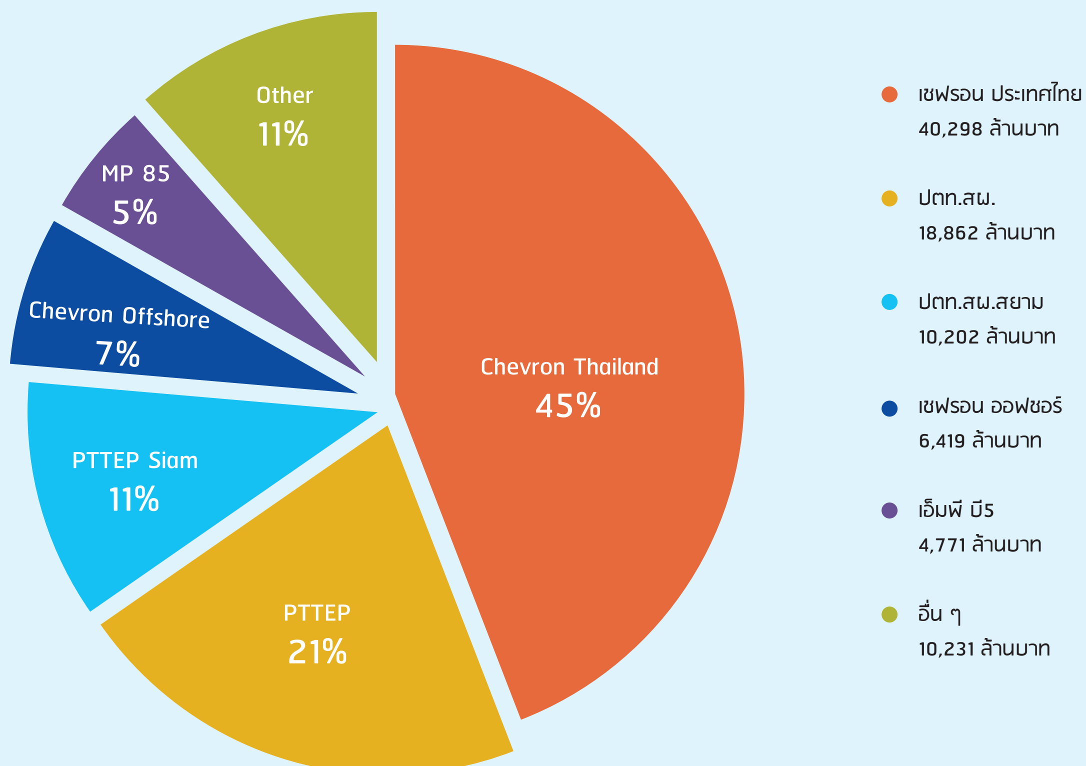


4.1
การลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน
EXPLORATION AND PRODUCTION INVESTMENT

ในปี 2564 ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมมีการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ทั้งบนบกและในทะเลเป็นเงินรวมทั้งสิ้น 90,785 ล้านบาท โดยเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินงานด้านต่าง ๆ ได้แก่ การสำรวจปิโตรเลียม 467 ล้านบาท (ร้อยละ 0.51) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 29,001 ล้านบาท (ร้อยละ 31.95) การผลิตและขายปิโตรเลียม 53,482 ล้านบาท (ร้อยละ 58.91) และการบริหารงาน 7,835 ล้านบาท (ร้อยละ 8.63)

All concessionaires have invested Baht 90.785 billion in all E&P activities this year. Of this total, exploration expenses accounted for Baht 467 million (0.51%); field development expenses, Baht 29.001 billion (31.95%); production and sale, Baht 53.482 billion (58.91%); and administration expenses, Baht 7.835 billion (8.63%).

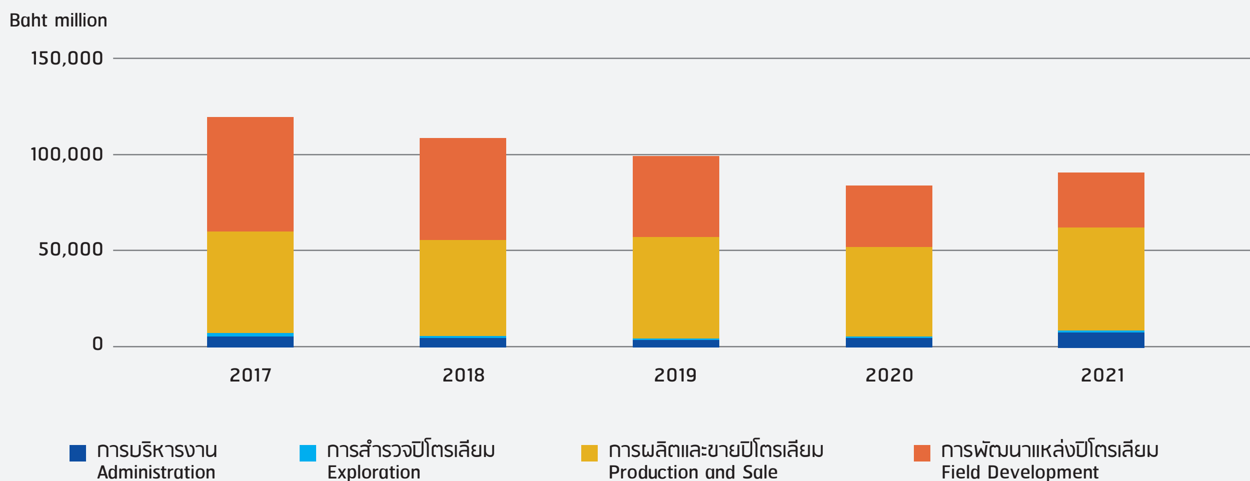
ค่าใช้จ่ายในการลงทุนปี 2564
Investment Expenditure in 2021



การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2560 - 2564) รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 502,169.60 ล้านบาท การลงทุนลดลงอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2560 อันเนื่องมาจากผลของราคาน้ำมันในตลาดโลกและอัตราแลกเปลี่ยนที่ลดลง เมื่อเทียบกับปี 2563 การลงทุนในปี 2564 เพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 8.2 หมวดที่ลดลงสูงสุดร้อยละ 48 ได้แก่การสำรวจปิโตรเลียม และการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดลงร้อยละ 8.3 การผลิตและขายปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.6 ส่วนการบริหารงานเพิ่มขึ้นร้อยละ 67.1 และ ทั้งนี้เมื่อนับตั้งแต่เริ่มต้นการดำเนินงานภายใต้ระบบสัมปทานปิโตรเลียม จนถึงปี 2564 มูลค่าสูงถึง 2.919 ล้านล้านบาท

Over the past five years (2017-2021), all concessionaires invested Baht 502.16960 billion. Since 2017, however, investment has steadily slipped amid lower world oil prices and weak exchange rates. From last year, this year's investment has increased 8.2%. On the rise were production and sale (14.6%) and administration expenses (67.19%), while the highest percentage drop came from exploration expenses (48%), followed by development expenses (8.3%). Since the adoption of the concession system in Thailand, total E&P investment has amounted to Baht 2.919 trillion.

สถิติการลงทุนในกิจการปิโตรเลียมย้อนหลัง 5 ปี (ค.ศ. 2017 - 2021)
Petroleum Investment Profile, 2017-2021



หน่วย : ล้านบาท (Baht million)

Year	2017	2018	2019	2020	2021	Compared with 2020
การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม Field Development	58,957	53,619	41,414	31,620	29,001	- 8.3
การผลิตและขายปิโตรเลียม Production and Sale	53,363	49,953	52,826	46,677	53,482	14.6
การสำรวจปิโตรเลียม Exploration	1,583	1,331	1,601	898	467	- 48.0
การบริหารงาน Administration	5,620	4,209	3,025	4,688	7,835	67.1
รวมทั้งสิ้น Total	**119,523**	**109,112**	**98,866**	**83,883**	**90,785**	**8.2**

4.2
การส่งเสริมและอำนวยความสะดวกในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
PROMOTION AND FACILITATION OF OPERATIONS

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นธุรกิจที่มีความเสี่ยงสูง ต้องพึ่งพาเทคโนโลยีที่ทันสมัยและต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก ในฐานะหน่วยงานของรัฐจึงควรร่วมมือให้การสนับสนุน ส่งเสริม ตลอดจนสร้างแรงจูงใจให้มีการลงทุนเพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศ ซึ่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม ได้กำหนดให้ผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียมที่ได้รับสิทธิตามมาตรา 69 และ 70 มีสิทธิได้รับยกเว้นการเสียอากรขาเข้าตามกฎหมายว่าด้วยพิกัดอัตราศุลกากรและภาษีมูลค่าเพิ่มตามประมวลรัษฎากรสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรหากคณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งเห็นชอบว่าจำเป็นในการประกอบกิจการปิโตรเลียม และมีสิทธิในการนำช่างฝีมือและผู้เชี่ยวชาญ รวมตลอดถึงคู่สมรสและบุตรที่อยู่ในอุปการะซึ่งเป็นคนต่างด้าวเข้ามาในราชอาณาจักรได้ตามจำนวนและระยะเวลาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมมีคำสั่งตามที่เห็นสมควร ทั้งนี้การพิจารณาอนุญาตทั้งสองเรื่องดังกล่าวจะต้องผ่านกระบวนการพิจารณาทั้งในระดับคณะทำงาน คณะอนุกรรมการและคณะกรรมการปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องเป็นไปตามหลักเกณฑ์การพิจารณาที่คณะกรรมการปิโตรเลียมได้กำหนดแนวทางไว้

ในปี 2564 มีผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 26 บริษัท และผู้รับจ้างซึ่งได้ทำสัญญาจ้างเหมาโดยตรงกับผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 31 บริษัท ได้รับสิทธินำผู้เชี่ยวชาญและช่างฝีมือชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงาน และขอสิทธิยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียม โดยมีผลการพิจารณา ดังนี้

Petroleum exploration and production (E&P) is a highly risky business requiring sophisticated technologies and staggering capital investment. For indigenous energy security, as a state agency, DMF should therefore provide support, promotion, and investment incentives for ongoing E&P investment. If the Petroleum Committee regards machinery and supplies as essential to petroleum operations, Section 70 of the Petroleum Act of 1971 and its amendments exempts investors from import tariffs under applicable laws and value-added tax under the Revenue Code on such machinery and supplies brought into the Kingdom. Also, Section 69 authorizes import of foreign specialists and skilled technicians, along with their spouses and children, in numbers and for periods as seen fit by the Petroleum Committee. Such permission must undergo vetting processes at working group, subcommittee, and Petroleum Committee levels under the Petroleum Committee's criteria.

This year, applications from 26 concessionaire groups and 31 of their contractors were filed to import foreign specialists and skilled technicians, and supplies, equipment, and machinery with exemption of import duties and value-added tax. The outcomes are summarized below.

1. การอนุญาตให้ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างประเทศเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักรตามมาตรา 69 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

Approved import of specialists and skilled technicians under Section 69, Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)

บริษัท Company	ผู้เชี่ยวชาญ (คน) Specialists and skilled technicians	บุคคลในครอบครัว (คน) Family members
ผู้รับสัมปทาน Concessionaires	119	68
ผู้รับจ้างเหมาฯ Contractors	334	27
รวม Total	**453**	**95**

ผู้เชี่ยวชาญชาวต่างชาติที่ขออนุญาตเข้ามาปฏิบัติงานในกิจการปิโตรเลียมในปี 2564 มาจาก 44 ประเทศ พบว่าเป็นผู้เชี่ยวชาญสัญชาติจีนมากที่สุด คิดเป็น 30.35% รองลงมาคือสัญชาติมาเลเซีย 10.39% สัญชาติอินโดนีเซีย 8.96% สัญชาติอังกฤษ 8.55% สัญชาติอินเดีย 7.74% และอื่นๆ คิดเป็น 34.01%

The specialists and skilled technicians who filed for work permits in Thailand this year came from 44 countries: Chinese (30.35%), Malaysians (10.39%), Indonesians (8.96%), British (8.55%), Indians (7.74%), and others (34.01%).

2. การอนุญาตให้ยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มสำหรับวัสดุอุปกรณ์ที่นำเข้ามาในราชอาณาจักรเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียมตามมาตรา 70 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

Import of supplies and machinery free of import duties and value-added tax under Section 70, Petroleum Act, B.E. 2514 (1971)

บริษัท Company	จำนวนรายการ Number of Items	มูลค่า (USD) Value (US Dollars)
ผู้รับสัมปทาน Concessionaires	32,959	1,260,583,844.65
ผู้รับจ้างเหมาฯ Contractors	45,073	500,859,460.90
รวม Total	**78,032**	**1,761,443,305.55**

4.3 การสำรวจและการเจาะหลุมปิโตรเลียม
EXPLORATION AND DRILLING

การดำเนินงานสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศ จากในอดีตจนถึงสิ้นปี 2564 มีตัวเลขโดยประมาณ ดังตาราง

Cumulative geophysical surveys and drilling activities as of the end of 2021 are summarized below.

การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน
Seismic Surveys

พื้นที่ Acquisition Area	แบบ 2 มิติ (กม.) 2D Seismic (line-km)	แบบ 3 มิติ (ตร.กม.) 3D Seismic (sq. km.)
บนบก Onshore	57,587	9,391
อ่าวไทย Gulf of Thailand	119,186	38,471
อันดามัน Andaman Sea	52,077	2,431
รวม Total	**228,850**	**50,293**

ในปี 2564 ไม่การสำรวจธรณีฟิสิกส์
No Geophysical survey was conducted in 2021

การเจาะหลุมปิโตรเลียม
Drilling

มีการเจาะหลุมรวมทั้งหมด 12,916 หลุม แบ่งเป็นพื้นที่บนบก 2,337 หลุม ในทะเลอ่าวไทย 10,560 หลุม และในทะเลอันดามัน 19 หลุม สามารถแบ่งตามประเภทของหลุมเจาะ ดังตาราง

As of the end of 2021, 12,916 wells had been drilled, including 2,337 onshore, 10,560 in the Gulf of Thailand and 19 in the Andaman Sea. These wells can be classified by type below.

พื้นที่ Area	หลุมสำรวจ Exploration well	หลุมประเมินผล Appraisal well	หลุมผลิต Production well	รวม Total
บนบก Onshore	235	256	1,846	2,337
อ่าวไทย Gulf of Thailand	376	620	9,564	10,560
อันดามัน Andaman Sea	19	-	-	19
รวม Total	**630**	**876**	**11,410**	**12,916**

การเจาะหลุมปิโตรเลียม

Drilling Activities in 2021

ในปี 2564 มีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด 282 หลุม น้อยกว่าปี 2563 ซึ่งมีจำนวนหลุมเจาะ 351 หลุม เนื่องจากการปรับลดแผนการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยของผู้รับสัมปทานที่แปลงสัมปทานจะหมดอายุในปี 2565 ซึ่งส่งผลให้อัตราการผลิตปิโตรเลียมของประเทศลดลงตามไปด้วย โดยหลุมดังกล่าว ประกอบด้วยหลุมประเมินผล 11 หลุม และหลุมผลิต 271 หลุม ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น

- หลุมปิโตรเลียมบนบก 111 หลุม แบ่งเป็นหลุมประเมินผล 4 หลุม และหลุมผลิต 107 หลุม
- หลุมปิโตรเลียมในอ่าวไทยจำนวน 171 หลุม แบ่งเป็นหลุมประเมินผล 7 หลุม และหลุมผลิต 164 หลุม

ในภาพรวมของหลุมประเมินผลทั้งหมด 11 หลุม ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2563 จำนวน 2 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ 6 หลุม คิดเป็นร้อยละ 55 โดยเป็นการเจาะในแปลงสำรวจบนบก 4 หลุม ซึ่งพบปิโตรเลียมจำนวน 3 หลุม แต่ไม่มีสมรรถนะในเชิงพาณิชย์ และเจาะในอ่าวไทยจำนวน 7 หลุม พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ 6 หลุม คิดเป็นร้อยละ 86 โดยมีรายละเอียดของหลุมดังกล่าวตามภูมิภาค ดังนี้

A total of 282 wells were drilled this year, down from 351 drilled in the previous year mainly because of the exit plans activated by current concessionaires whose concessions are set to expire in 2022, leading to a drastic drop in drilling activities and the overall domestic output. Of the wells drilled in 2021, 11 were classified as appraisal and delineation wells, and the remaining 271 were production wells. These wells were drilled in the following geographical areas:

- 111 wells onshore, including four appraisal wells and 107 production wells.
- 171 wells in the Gulf, including seven appraisal/delineation wells and 164 production wells.

Of the 11 appraisal/delineation wells, two more than the total appraisal wells drilled in 2020, six encountered commercial quantities of hydrocarbons, equivalent to a 55% rate of success. From a geographical perspective, four wells drilled onshore discovered oil in three wells with non commercial quantities. The seven remaining ones drilled in the Gulf discovered oil in commercial quantities in six wells, equivalent to an 86% rate of success. Details of these wells appear below.



ภาคกลาง
Central Region

1. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่สงวน จำนวน 3 หลุม

1) หลุม WMG-D02 (วังไม้สูง) เริ่มเจาะวันที่ 12 พฤศจิกายน 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,489 เมตร (2,293 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 16 พฤศจิกายน 2564 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบในหมู่หิน M จำนวน 1 ชั้น ความหนาประมาณ 4.7 เมตร แต่ประเมินแล้วพบว่าไม่มีศักยภาพเพียงพอในเชิงพาณิชย์

2) หลุม WMG-D02ST (วังไม้สูง) เจาะทแยงออกจากหลุม WMG-D02 เมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,449 เมตร (2,230 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2564 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบในหมู่หิน K และ L จำนวน 2 ชั้น ความหนาประมาณ 6 เมตร แต่ประเมินแล้วพบว่าไม่มีศักยภาพเพียงพอในเชิงพาณิชย์

3) หลุม BWG-B01 (บึงแวง) เริ่มเจาะวันที่ 26 พฤศจิกายน 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,791 เมตร (2,290 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 2 ธันวาคม 2564 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบความหนาประมาณ 5 เมตร แต่ประเมินแล้วพบว่าไม่มีศักยภาพเพียงพอในเชิงพาณิชย์

2. บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด ผู้รับสัมปทานแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L44/43 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิตท่าโรงตะวันออกจำนวน 1 หลุม คือ หลุม TRE-1B (ท่าโรงตะวันออก) เริ่มเจาะวันที่ 1 ธันวาคม 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 1,408 เมตร (1,262 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2564 โดยในระหว่างการเจาะพบว่ามีการสูญหายของน้ำโคลนเข้าไปในรอยแตกของชั้นหิน จึงทดสอบการไหลแต่ไม่มีการไหลของปิโตรเลียม

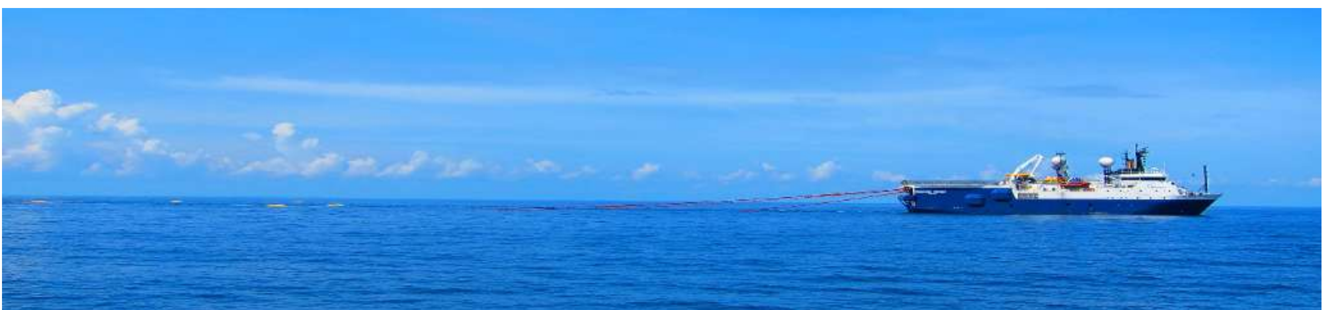
1. PTTEP Siam Company Limited, concessionaire of Onshore Block S1, drilled three appraisal wells in its reservation area.

1) WMG-D02 (Wang Mai Sung) was spudded on November 12 and drilled to 2,489 m. total measured depth (2,293 m. vertical depth) on November 16, discovering crude oil in the “M” formation. The reservoir was 4.7 m. thick, but lacked commercial assessed value.

2) WMG-D02ST (Wang Mai Sung) was sidetracked from WMG-D02 on November 19 and drilled to 2,449 m. total measured depth (2,230 m. vertical depth) on November 21, discovering crude oil in the “K” and “L” formations. The two reservoirs with a combined thickness of six meters was found to contain no commercial assessed value.

3) BWG-B01 (Bung Waeng) was spudded on November 26 and drilled to 2,791 m. total measured depth (2,290 m. vertical depth) on December 2; it discovered crude oil in the five-meter-thick reservoir, but lacked commercial assessed value.

2. Eco Orient Resources (Thailand) Company Limited, concessionaire of Onshore Block L44/43 drilled one appraisal well, namely TRE-1B (Tha Rong East). The well was spudded on December 1 and drilled to 1,408 m. total measured depth (1,262 m. total vertical depth) on December 20. The well encountered mud loss into formation fractures and put on a well test, but the test registered no hydrocarbon flow.



อ่าวไทย

Gulf of Thailand

1. บริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G11/48 เจาะหลุมประเมินผลในพื้นที่ผลิตนงนุช จำนวน 3 หลุม

1) หลุมนงเยาว์-11 เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,322 เมตร (860 เมตรตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 26 มีนาคม 2564 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบความหนา 3.6 เมตร แต่ประเมินแล้วพบว่าไม่มีศักยภาพเพียงพอในเชิงพาณิชย์

2) หลุมนงเยาว์-11ST1 เจาะทแยงออกจากหลุมนงเยาว์-11 เมื่อวันที่ 29 มีนาคม 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,052 เมตร (829 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2564 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบความหนา 20.4 เมตร

3) หลุมนงเยาว์-11ST2 ซึ่งเจาะทแยงออกจากหลุมนงเยาว์-11 ที่ความลึก 341.46 เมตร เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2,201 เมตร (808 เมตรตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 6 เมษายน 2564 ผลการเจาะพบชั้นน้ำมันดิบจำนวน 3 ชั้น ความหนารวม 9.75 เมตร และก๊าซธรรมชาติจำนวน 1 ชั้น ความหนา 3 เมตร

1. MP G11 (Thailand) Company Limited, concessionaire of offshore Gulf of Thailand Block G11/48, drilled three appraisal wells in the Nong Nuch production area.

1) Nong Yao-11, drilled from March 21 to March 26 to a total depth of 3,322 m. measured depth (860 m. vertical depth), discovered a 3.6-meter-thick oil reservoir, but lack commercial tested value.

2) Nong Yao-11ST1, was sidetracked from Nong Yao-11 on March 29 and drilled to 2,052 m. total measured depth (829 m. vertical depth) on March 30. The well encountered oil in a 20.4-meter-thick reservoir.

3) Nong Yao-11ST2 was sidetracked from Nong Yao-11 at 341.46 m. on April 1 and drilled to 2,201 m. total measured depth (808 m. vertical depth) on April 6. The well encountered three oil reservoirs with a combined thickness of 9.75 m. and another three-meter-thick gas reservoir.



2. บริษัท ปตท. สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G2/61 เริ่มโครงการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม ในช่วงเตรียมการเพื่อเปลี่ยนถ่ายการดำเนินงาน โดยเจาะหลุมประเมินผล จำนวน 4 หลุม ดังนี้

1) หลุม TMA-22A (ต้นมะค่า) เมื่อวันที่ 23 มิถุนายน 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,855 เมตร (3,400 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 20 กรกฎาคม 2564 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ

2) หลุม TMA-29A (ต้นมะค่า) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 8 สิงหาคม 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,493 เมตร (2,915 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2564 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ และทำการทดสอบอัตราการไหลแบบ TST (Tubing Stem Test) ในระหว่างวันที่ 5-8 กันยายน 2564

3) หลุม TMA-40A (ต้นมะค่า) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 16 กันยายน 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 3,595 เมตร (3,131 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 26 กันยายน 2564 ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ

4) หลุม CWT-12A (Central Western Terrace) เริ่มเจาะเมื่อวันที่ 7 ตุลาคม 2564 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 4,635 เมตร (3,031 เมตร ตามแนวดิ่ง) เมื่อวันที่ 18 พฤศจิกายน 2564 โดยการเจาะหลุมในช่วงที่ชั้นหินมีความดันสูงกว่าปกติ (Abnormal Pressure) ใช้วิธีการเจาะแบบ MPD (Managed Pressure Drilling) และทำการทดสอบอัตราการไหลแบบ TST

2. PTTEP Energy Development Company Limited, a PSC contractor of offshore Block G2/61, activated petroleum potential assessment of the block as part of the operations transfer with four appraisal wells:

1) TMA-22A (Ton Makha) was spudded on June 23 and drilled to 3,855 m. total measured depth (3,400 m. vertical depth) on July 20 and classified as a gas discovery well.

2) TMA-29A (Ton Makha) was drilled from August 8 to August 19 with a total measured depth of 3,493 m. (2,915 m. vertical depth) and classified as a gas discovery well. The well was put on a tubing stem test (TST) during September 5-8.

3) TMA-40A (Ton Makha) was spudded on September 16 and drilled to 3,595 m. total measured depth (3,131 m. vertical depth) on September 26. It was classified as a gas discovery well.

4) CWT-12A (Central Western Terrace) was drilled from October 7 to November 18 with a total measured depth of 4,635 m. (3,031 m. vertical depth). The well was drilled under an MPD (managed pressure drilling) program to encounter an abnormal pressure zone and put on a tubing stem test (TST) after gas discovery.



ตารางสรุปจำนวนหลุมประเมินผล รวม 11 หลุม

Summary of Appraisal / Delineation wells

Operator	Block	Well name	Well type	Total Depth (m.)	Result
Onshore					
PTTEP Siam ltd.	S1	WMG-D02	Appraisal	2,489	Oil
		WMG-D02ST	Appraisal	2,449	Oil
		BWG-B01	Appraisal	2,791	Oil
Eco Orient Resources (Thailand) Co., Ltd.	L44/43	TRE-1B	Appraisal	1,408	Dry
Gulf of Thailand					
MP G11 (Thailand) Co., Ltd.	G11/48	Nong yao-11	Appraisal	3,322	Oil
		Nong yao-11ST1	Appraisal	2,052	Oil
		Nong yao-11ST2	Appraisal	2,201	Oil & Gas
PTTEP Energy Development Co., Ltd.	G2/61	TMA-22A	Appraisal	3,855	Gas
		TMA-29A	Appraisal	3,493	Gas
		TMA-40A	Appraisal	3,595	Gas
		CWT-12A	Appraisal	4,635	Gas

สำหรับการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียม จำนวน 271 หลุม ซึ่งลดลงจากปี 2563 จำนวน 69 หลุม แบ่งเป็นหลุมเจาะบนบก 107 หลุม (39.3%) และหลุมเจาะในอ่าวไทย 164 หลุม (60.7%) โดยเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 พบว่าจำนวนหลุมเจาะลดลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในพื้นที่ทะเลอ่าวไทย เนื่องจากมีการปรับลดแผนการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานที่แปลงสัมปทานใกล้หมดอายุ ซึ่งประกอบด้วยแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10 11 12 และ 13 ของบริษัทเชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด และแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

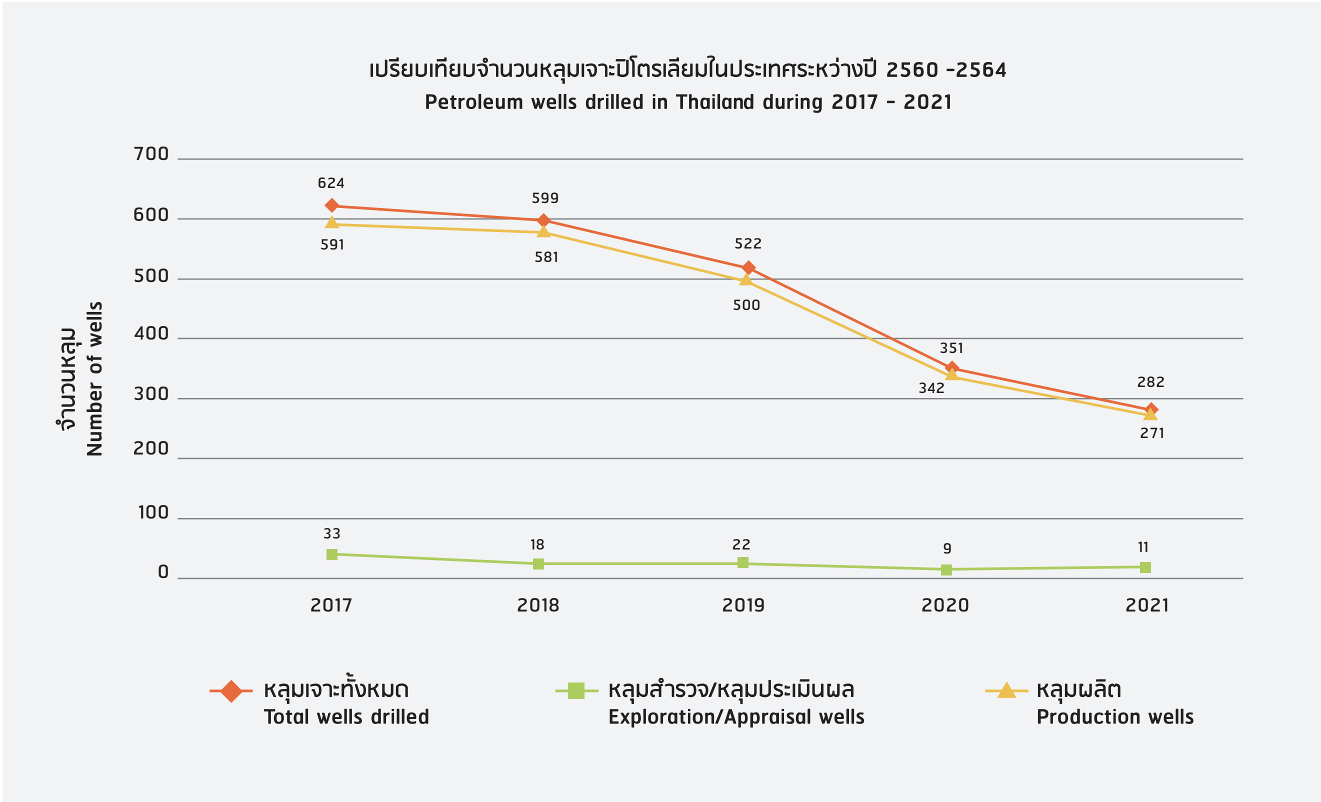
Of the 271 total production wells drilled this year, down by 69 drilled last year, 107 wells (39.3%) were drilled onshore, while 164 wells (60.7%) were drilled in the Gulf. The total number of wells drilled was way down from last year, especially in the Gulf, mainly due to the looming end of Concession Blocks 10, 11, 12 and 13, currently operated by Chevron Thailand Exploration and Production Company Limited, and Blocks 15, 16 and 17, currently operated by PTT Exploration and Production Public Company Limited.

ตารางสรุปหลุมผลิตปิโตรเลียม
Summary of Production Wells Drilled in 2021

Operator	Block	Field	Production well
Onshore			
PTTEP Siam Ltd.	S1	Kui Muang	2
		Lan Krabue	42
		Nong Makham	22
		Non Pluang	15
		Nong Saeng	1
		Nong Tum	8
		Prada	1
		Pratu Tao	6
		Wat Taen	5
PTTEP SP Limited	E5N	Phu Horm	2
Pan Orient Energy (Siam) Limited	L53/48	DD	3
Gulf of Thailand			
MP B5 (Thailand) Limited	B5/27	Ban Yen	2
		Jasmine	5
MP G11 (Thailand) Limited	G11/48	Nong Yao	6
PTT Exploration and Production Public Company Limited	14A	Arthit	19
	15A	Arthit	24
	15	Bongkot	36
	16	Bongkot	15
Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	B8/32	Benchamas	5
		Chaba	4
		Maliwan	7
Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	B12/27	Morakot	24
		North Pailin	12
		Pailin	5
Total			271

ทั้งนี้ จากข้อมูลการดำเนินงานเจาะหลุมในรอบ 5 ปี ที่ผ่านมาพบว่าจำนวนหลุมเจาะปิโตรเลียมมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง ดังที่แสดงด้านล่าง

A statistical analysis of wells drilled in the last five years demonstrates a continuous decline as shown below.



4.4
พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
PRODUCTION AREAS

ประเทศไทยจะสามารถลดการพึ่งพานำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศได้ หากประเทศไทยมีการดำเนินการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง การค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่จะทำให้ประเทศมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเป็นการรักษาความมั่นคงในการจัดหาพลังงานของประเทศ นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างรายได้ให้แก่รัฐในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เป็นต้น ซึ่งการสำรวจเพื่อการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมถือเป็นภารกิจหนึ่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติมมีข้อกำหนดเกี่ยวกับการขอกำหนดพื้นที่ผลิตดังนี้

มาตรา 42 กำหนดว่า “ก่อนผลิตปิโตรเลียมจากที่ใดที่หนึ่งในแปลงสำรวจ ผู้รับสัมปทานต้องแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้กำหนดพื้นที่ผลิตถูกต้องแล้ว และเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีแล้วจึงจะผลิตปิโตรเลียมจากพื้นที่ผลิตนั้นได้ การกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ของหลุมปิโตรเลียม และการกำหนดพื้นที่ผลิตให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดในกฎกระทรวง”

มาตรา 45 วรรคสาม กำหนดว่า “ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานพบปิโตรเลียมในเขตพื้นที่สงวนไว้และประสงค์จะผลิตปิโตรเลียม ให้นำมาตรา 42 มาใช้บังคับ”

มาตรา 22/1 กำหนดให้การอนุมัติการกำหนดพื้นที่ผลิตตามมาตรา 42 เป็นอำนาจหน้าที่ของอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม

กฎกระทรวง ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2530) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ว่าด้วยกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการในการกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์และพื้นที่ผลิตของหลุมปิโตรเลียม

ในปี 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานบนบกและพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสัมปทานในทะเลอ่าวไทยจำนวนทั้งหมด 3 พื้นที่ รายละเอียดดังนี้

Only with additional discoveries from ongoing petroleum exploration can Thailand become less dependent on petroleum imports. New discoveries mean higher petroleum reserves and hence greater national energy supply security as well as state income (royalty and petroleum income tax). Promoting and supporting petroleum exploration activities are the prime missions of the Department of Mineral Fuels (DMF).

The Petroleum Act B.E. 2514 and its amendments define a Petroleum Area as follows.

Section 42 states that before physical production of petroleum from any area within an exploration block, the concessionaire must demonstrate the commerciality of producible petroleum from wells within each clearly defined production area and that such production area must be granted by the Director-General first. Definition of well commerciality and production areas must be thoroughly determined under the rules and methodology prescribed in the respective ministerial regulation.

Section 45 paragraph 3 states that the concessionaire can apply for the use of Section 42 if it wishes to produce petroleum from discoveries within exploration and reservation areas.

Section 22/1 states that the approval and granting of a production area under Section 42 must be given by the Director-General with the consent of the Petroleum Committee.

Ministerial Regulation No. 13 (B.E. 2530), issued under the Petroleum Act B.E. 2514, prescribes the rules and methodology for determining commerciality and polygonal definition of the production area containing producible wells.

In 2021 DMF granted three production areas for onshore and Gulf of Thailand areas as detailed below.

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบก

Onshore Production Area

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม AA อยู่ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L53/48 ของบริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด ได้รับอนุมัติเป็นพื้นที่ผลิตในเดือนมีนาคม 2564 ครอบคลุมพื้นที่ 1.86 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของพื้นที่สงวน บริษัทฯ ได้เจาะหลุมสำรวจและพบน้ำมันดิบในชั้นหินกักเก็บและผลการทดสอบการผลิตสามารถผลิตน้ำมันดิบได้ บริษัทฯ ได้เริ่มการผลิตเมื่อวันที่ 16 มีนาคม 2564

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม L1/64 บึงหญ้า อยู่ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 ของบริษัท ซีเอนพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนธันวาคม 2564 ครอบคลุมพื้นที่ 11.24 ตารางกิโลเมตร โดยพื้นที่ดังกล่าวได้รับสัมปทานเมื่อวันที่ 19 พฤศจิกายน 2564 และอยู่ในช่วงผูกพันช่วงที่ 1 ปีที่ 1 (19 พฤศจิกายน 2564- 18 พฤศจิกายน 2565) พื้นที่ผลิตนี้มีศักยภาพปิโตรเลียมและสามารถผลิตปิโตรเลียมได้เนื่องจากเดิมเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจฯ NC โดยมีหลุมผลิตปิโตรเลียมกระจายอยู่ทั้งพื้นที่และยังคงมีศักยภาพปิโตรเลียมอยู่ บริษัทฯ ได้เริ่มการผลิตเมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2564

The AA Production Area, occupying 1.86-sq. km. in Onshore Exploration Block L53/48, was granted to Pan Orient Energy (Siam) Company Limited in March 2021. The production area was within a reservation area where exploration wells had earlier been drilled, crude oil had been discovered in reservoirs, and production tests had been conducted to prove commerciality. Production commenced on March 16, 2021.

The L1/64 Bung Ya Production Area, 11.24-sq. km., in Onshore Exploration Block L1/64, was granted to CNPCHK (Thailand) Company Limited in December 2021. The exact production area was approved earlier under the NC block with producible wells and remaining petroleum production potential. The same area was part of the new concession block awarded to CNPCHK (Thailand) on November 19, 2021, and the concession is still within Year 1 of the First Obligation Period (November 19, 2021 – November 18, 2022). With the approval and granting of the production area, the concessionaire was able to resume petroleum production on December 20, 2021.

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย

Gulf of Thailand Production Area

พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม G2/61 พื้นที่หลัก อยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 อยู่ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract, PSC) ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด ได้รับอนุมัติในเดือนธันวาคม 2564 ครอบคลุมพื้นที่ 3,010.04 ตารางกิโลเมตร พื้นที่ผลิตนี้มีศักยภาพปิโตรเลียมและสามารถผลิตปิโตรเลียมได้เนื่องจากเดิมเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B15 16 และ 17 (แหล่งบงกชเหนือ และ บงกชใต้) บริษัทฯ มีแผนจะผลิตปิโตรเลียมต่อเนื่องตลอดจนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัมปทานปิโตรเลียมเพื่อรักษาเสถียรภาพด้านความมั่นคงของการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

The G2/61 Production Area, 3,010.04-sq. km., was granted to PTTEP Energy Development Company Limited in December 2021. The exact production area was approved earlier under Gulf of Thailand Blocks B15, B16 and B17, covering petroleum fields of greater Bongkot North and greater Bongkot South. The same area was part of a new block named G2/61, but under a production sharing contract (PSC) fiscal regime. With significant remaining reserves, the production area was granted to ensure uninterrupted production to maintain high levels of gas supply security for the nation.

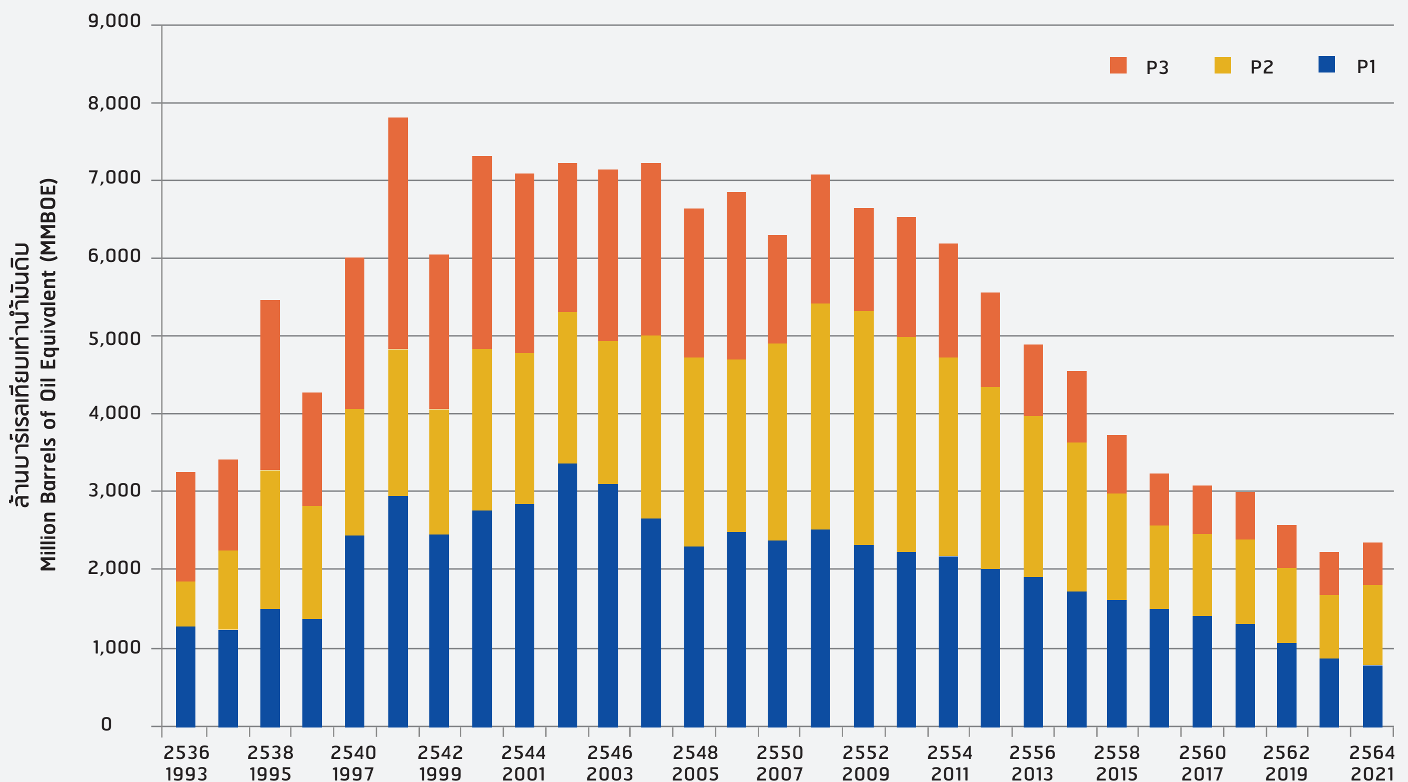
4.5
ปริมาณสำรองปิโตรเลียม
PETROLEUM RESERVES

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2564
Overview of Petroleum Reserves (1993-2021)

ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2564 สามารถแบ่งได้เป็น 3 ช่วง ตามรูปที่ 1 คือ ช่วงที่ 1 ระหว่างปี 2536 ถึง 2541 เป็นช่วงที่ปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเนื่องจากมีการค้นพบและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญ ๆ เช่น แหล่งบงกช แหล่งไพลิน ส่งผลให้ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ค้นพบโดยรวมของประเทศเพิ่มขึ้น ช่วงที่ 2 ระหว่างปี 2542 ถึง 2552 เป็นช่วงที่ยังคงมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำคัญเพิ่มเติม เช่น แหล่งบงกชใต้ แหล่งโกมินทร์ส่วนขยาย เป็นต้น แต่เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าว ความต้องการใช้ปิโตรเลียมมีการขยายตัวอย่างมาก ทำให้โดยรวมแล้วปริมาณสำรองปิโตรเลียมในช่วงเวลาดังกล่าวค่อนข้างทรงตัว ช่วงที่ 3 ตั้งแต่ปี 2553 เป็นต้นมา ปริมาณสำรองมีแนวโน้มลดลง เนื่องจากไม่สามารถหาปริมาณสำรองมาชดเชยส่วนที่ผลิตไปได้ อีกทั้งความต้องการใช้ปิโตรเลียมภายในประเทศยังคงเพิ่มขึ้น ในระหว่างปี 2550-2564 ประเทศไทยไม่ได้มีการประกาศเชิญชวนให้ยื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ใหม่ ทำให้กิจกรรมการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมลดน้อยลง ส่งผลให้ลดโอกาสการค้นพบแหล่งทรัพยากรปิโตรเลียมแหล่งใหม่ที่จะสามารถถูกพัฒนาให้เป็นปริมาณสำรองของประเทศได้

Domestic petroleum reserves from 1993 to 2021 can be divided into 3 periods as shown in Figure 1: the first period (1993 - 1998), domestic reserves was high as a result of discoveries and development of significant fields, including the Bongkot and Pailin fields; the second period (1999 - 2009), domestic reserves was comparable to the year before despite big fields development from Bongkot South and Komin Extension due to high consumption; and the third period (2010 onward), petroleum reserves steadily declined as there was no discovery of new resources to replace the petroleum produced while the demand was still rising. Moreover, from 2017- 2021, there was no bid for the right to explore and produce petroleum in new blocks, resulting in lower exploration and development activities as well as opportunity to find new petroleum fields for further development to add to the reserves.





รูปที่ 1 ภาพรวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ระหว่างปี 2536 ถึง 2564
Figure 1: Domestic Petroleum Reserves Overview (1993-2021)

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ปี 2564

Petroleum Reserves in 2021

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (3P หรือผลรวมของ P1 P2 และ P3) ของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2564 ตามตารางที่ 1 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 10,305.03 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 349.87 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 243.95 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 2,357.05 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2563 ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 1,668.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มขึ้น 36.91 ล้านบาร์เรล ส่วนน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น 64.75 ล้านบาร์เรล รวมเพิ่มขึ้น 389.06 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 17.42 เมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา ปริมาณสำรองในปีนี้เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากการยกระดับของปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมที่คาดว่าจะผลิตได้ (Contingent Resource) เป็นปริมาณสำรอง อันเนื่องมาจากค่าเฉลี่ยของ

The total domestic petroleum reserves at year-end 2021 (commonly referred to as 3P or a combination of P1, P2, and P3), illustrated in Table 1, stood at 10,305.03 billion cubic feet (Bcf) of gas, 349.87 million barrels (MMbbl) of condensate, and 243.95 MMbbl of oil – a total of 2,357.05 million barrels of oil equivalent (MMBOE). From the year before, the reserves rose 389.06 MMBOE (17.42%): including 1,668.14 Bcf of gas, 36.91 MMbbl of condensate and 64.75 MMbbl of oil. The substantial rise in 3P resulted partly from the upgraded petroleum resources likely to be produced (contingent resource) as the higher average oil prices this year turned submarginal projects or activities for

ราคาปิโตรเลียมในปี 2564 ที่สูงกว่าในปี 2563 ส่งผลให้โครงการหรือกิจกรรมการพัฒนาแหล่งที่เดิมพิจารณาแล้วว่าไม่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์เปลี่ยนเป็นโครงการที่คุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ และการขยายระยะเวลาในการซื้อขายก๊าซของแหล่งน้ำพองและแหล่งสินภูฮ่อม ทำให้ปริมาณทรัพยากรถูกยกระดับเป็นปริมาณสำรอง ในขณะที่ปริมาณการขายปิโตรเลียมในปี 2564 ยังคงใกล้เคียงกับปีก่อนหน้า โดยปริมาณสำรองประเภท P1 P2 และ P3 ของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบแยกเป็นรายพื้นที่ได้แสดงตามตารางที่ 1

certain fields into commercial ones. In addition, the GSA of Nam Pong and Sin Phu Horm fields have been extended which then upgraded these resources into reserves. Petroleum sales this year were comparable to the year before. The detailed offshore and onshore P1, P2 and P3 numbers of natural gas, condensate and oil appear in Table 1.

ตารางที่ 1 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมแต่ละประเภทของประเทศ ณ สิ้นปี 2564

Table 1: Thailand's petroleum reserves at year-end 2021

Area	Gas Reserves [Bcf]			Condensate Reserves [MMbbl]			Oil Reserves [MMbbl]		
	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible	Proved	Probable	Possible
Offshore	3,144.88	4,381.84	2,286.15	85.80	152.01	111.03	57.30	75.98	28.04
Onshore	299.77	125.87	66.52	0.63	0.27	0.14	37.37	26.76	18.50
Total	3,444.64	4,507.71	2,352.68	86.42	152.28	111.16	94.67	102.74	46.53
Grand Total (3P)	10,305.03			349.87			243.95		



ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย

Domestic proved reserves

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2564 ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติ 3,444.64 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว 86.42 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 94.67 ล้านบาร์เรล รวมเป็น 773.54 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับสิ้นปี 2563 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติลดลง 503.26 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลวลดลง 16.23 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น 2.23 ล้านบาร์เรล รวมปริมาณสำรองปิโตรเลียมทุกประเภทแล้วลดลง 100.19 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 11.47 รายละเอียดของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี 2564 แยกเป็นรายแหล่ง แสดงในตารางที่ 2

The total proved reserves at year-end 2021 stood at 773.54 MMBOE, including 3,444.64 Bcf of gas, 86.42 MMbbl of condensate, and 94.67 MMbbl of oil. Year on year, the total proved reserves fell 100.19 MMBOE (11.47%), including 503.26 Bcf of gas, 16.23 MMbbl of condensate, and 2.23 MMbbl of oil. The proved reserves of year-end 2021 are broken down by field in Table 2 below.

ตารางที่ 2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2564
Table 2: Total domestic petroleum proved reserves at year-end 2021

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
GULF OF THAILAND	27,545.61	808.16	768.40	3,144.88	85.80	57.30
CTEP	15,506.15	517.77	220.32	1,416.19	43.13	9.63
Baanpot	441.85	18.12	-	9.78	0.26	-
South Baanpot	118.83	3.73	-	31.34	0.90	0.00
Chongko	-	-	-	-	-	-
Dara	45.80	-	1.53	82.25	1.44	1.40
Erawan	3,405.49	115.75	-	170.26	5.01	0.05
Funan	1,150.09	46.83	-	16.13	0.42	0.17
Gomin	198.77	11.50	-	12.32	0.72	-
South Gomin	207.44	13.54	-	11.05	0.35	0.51
Jakrawan	1,001.64	19.97	-	37.38	0.68	0.02
Moragot	377.77	20.63	-	264.63	12.20	0.31
North Moragot	-	-	-	-	-	-
Kaphong	492.09	-	35.32	8.46	0.15	0.67
North Kung	1.12	-	2.28	-	-	0.00

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Pailin	1,142.77	49.64	-	201.28	5.73	-
North Pailin	1,382.48	51.85	-	225.48	6.12	0.01
Pakarang	150.33	-	13.20	9.17	0.03	0.23
Pakarang South	155.88	7.23	-	16.71	0.55	0.06
Pladang	167.87	6.05	-	0.00	0.00	-
Paytai	-	-	-	-	-	-
Plamuk	494.05	-	98.10	33.14	0.34	2.12
Platong	772.90	43.32	-	189.14	5.67	2.52
South Platong	71.17	2.62	-	-	-	-
SouthWest Platong	148.04	12.57	-	8.97	0.30	0.20
East Ranong	-	-	-	-	-	-
Satun	2,247.61	68.54	-	24.49	0.90	-
South Satun	32.08	0.85	-	17.52	0.39	-
Surat	168.88	-	14.62	7.49	0.11	0.43
North Surat	-	-	-	-	-	-
Trat	506.80	20.04	-	15.62	0.68	0.12
North Trat East	45.88	1.91	-	1.91	0.05	-
North Trat	39.83	1.82	-	0.09	0.00	-
South Trat	94.35	1.25	-	5.17	0.03	-
Ubon	-	-	-	-	-	-
East Ubon	-	-	-	-	-	-
West Ubon	-	-	-	-	-	-
Yala	174.07	-	29.87	12.37	0.04	0.55
East Yala	244.47	-	20.89	3.98	0.06	0.26
Yungthong	25.81	-	4.50	0.06	-	0.00
COTL	**1,343.43**	**-**	**318.04**	**73.72**	**1.15**	**12.65**
Benchamas	641.94	-	212.58	22.35	0.42	6.92
Benchamas North	3.83	-	4.81	0.00	-	0.00
Chaba	26.09	-	11.15	26.66	0.38	2.30
North Jarmjuree	9.88	-	2.35	-	-	0.00

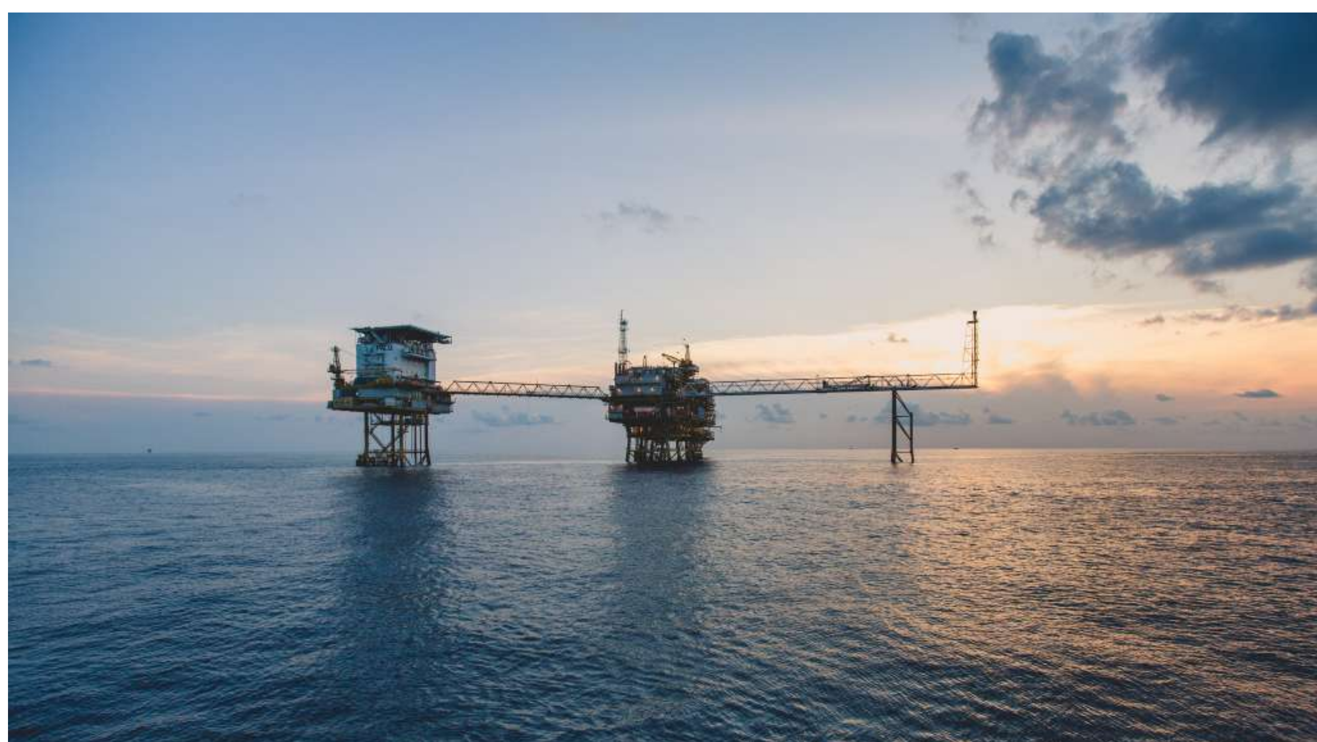
FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Lanta	12.08	-	27.45	1.24	0.01	2.07
Maliwan	319.55	-	15.28	23.40	0.34	1.24
Rajpruek	6.39	-	2.33	-	-	-
Surin	0.73	-	1.97	0.07	-	0.14
Tantawan	322.95	-	40.11	-	-	-
PTTEP	**7,921.27**	**251.62**	**-**	**845.53**	**30.41**	**-**
Arthit	1,374.69	60.41	-	534.63	22.85	-
G8/50	0.76	0.03	-	0.58	0.03	-
Bongkot Main	5,422.69	154.18	-	165.95	3.47	-
Bongkot South	1,104.93	36.57	-	131.76	3.90	-
G12/48	18.21	0.42	-	12.61	0.17	-
PTTEP Siam (Offshore)	**-**	**-**	**5.93**	**-**	**-**	**-**
Nang Nuan	-	-	5.93	-	-	-
Mubadala	**-**	**-**	**126.23**	**-**	**-**	**19.86**
Banyen	-	-	14.42	-	-	1.49
Jasmine	-	-	70.66	-	-	6.20
Manora	-	-	20.98	-	-	1.79
Nongyao	-	-	20.16	-	-	10.39
Medco Energi	**-**	**-**	**43.70**	**-**	**-**	**9.02**
Bualuang	-	-	43.70	-	-	9.02
CEPSA	**-**	**-**	**45.37**	**-**	**-**	**-**
Songkhla	-	-	45.37	-	-	-
KrisEnergy	**-**	**-**	**8.57**	**-**	**-**	**5.57**
Wassana	-	-	8.57	-	-	5.57
Rossukon	-	-	-	-	-	-
MTJA(1)	**2,774.75**	**38.78**	**0.78**	**809.44**	**11.11**	**0.57**
CHESS	2,054.84	20.73	-	557.82	5.97	-
CPOC	719.91	18.05	0.78	251.62	5.14	0.57

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
ONSHORE	1,504.92	2.05	355.89	299.77	0.63	37.37
KHORAT PLATEAU	928.50	2.05	-	248.28	0.63	-
ExxonMobil	422.60	-	-	10.40	-	-
Nam Phong	422.60	-	-	10.40	-	-
Apico	-	-	-	-	-	-
Dong Mun	-	-	-	-	-	-
Sin Phu Horm East	-	-	-	-	-	-
PTTEP SP	505.90	2.05	-	237.88	0.63	-
Sin Phu Horm	505.90	2.05	-	237.88	0.63	-
CENTRAL PLAINS	576.42	-	355.89	51.49	-	37.37
Eco Orient	-	-	18.41	-	-	4.18
Borang North	-	-	2.02	-	-	1.06
L33+Tha Rong North	-	-	0.47	-	-	0.03
Na Sanun	-	-	0.82	-	-	-
Na Sanun East	-	-	7.33	-	-	2.37
Sri Thep North	-	-	0.01	-	-	0.00
Wichian Buri (WBI + WBII)	-	-	1.43	-	-	0.34
Wichian Buri Extension	-	-	6.01	-	-	0.32
Wichian Buri North East	-	-	0.33	-	-	0.07
Pan Orient	-	-	4.56	-	-	3.08
L53/48	-	-	4.56	-	-	3.08
PTTEPI	0.03	-	8.66	-	-	0.64
Kampaengsan	-	-	0.50	-	-	0.02
Sangkajai	0.03	-	0.98	-	-	0.04
U-Thong	-	-	4.76	-	-	0.10
Bung Krathiam, Ban Don Talai, Ban Don Sa-Nuan	-	-	0.01	-	-	-
Wang Pai Sung	-	-	0.15	-	-	0.06
Nong Pak Chi+HauMaiSung	-	-	2.26	-	-	0.43

FIELD	Cumulative Production			Proved Reserves		
	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)	Gas (Bcf)	Condensate (MMbbl)	Oil (MMbbl)
Sino U.S. and CNPCHK	**-**	**-**	**11.18**	**-**	**-**	**3.55**
Bung Muang and Bung Ya	-	-	6.76	-	-	2.25
Bung Ya West and Nong Sa	-	-	4.42	-	-	1.30
PTTEP Siam (Onshore)	**575.07**	**-**	**311.75**	**51.49**	**-**	**25.92**
Sirikit et al.	575.07	-	311.75	51.49	-	25.92
Siam Moeco	**1.32**	**-**	**1.33**	**-**	**-**	**-**
Arunothai	0.08	-	0.02	-	-	-
Burapa	1.24	-	1.30	-	-	-
GRAND TOTAL	29,050.52	810.22	1,124.83	3,444.64	86.42	94.67
GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)	5,069.32	729.19	1,124.83	601.09	77.78	94.67
3P GRAND TOTAL OIL EQUIVALENT (MMBOE)	6,923.34			773.54		

หมายเหตุ (1) ปริมาณสำรองที่รายงานคิดเป็นร้อยละ 50 จากปริมาณสำรองของทั้งสองประเทศ ได้แก่ ไทย และมาเลเซีย

Remarks : (1) Reported figures represent 50% of Malaysia's and Thailand's reserves.



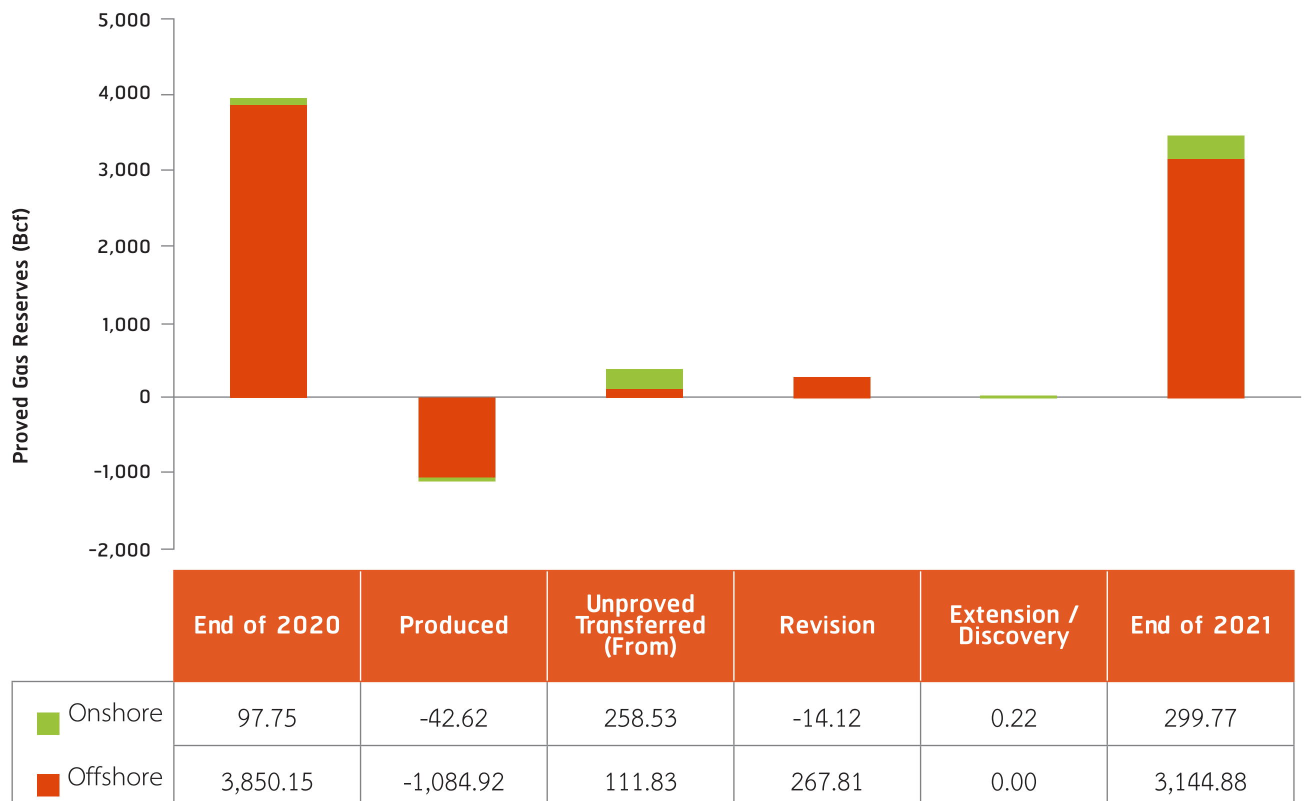
การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วระหว่างปี 2563 และ 2564
Changes in proved reserves (2020-2021)

1. ก๊าซธรรมชาติ

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2564 เท่ากับ 3,444.64 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย และแหล่งบนบก จำนวน 3,144.88 และ 299.77 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2563 แล้ว ลดลงเท่ากับ 503.26 พันล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากในปี 2564 มีปริมาณการผลิตเท่ากับ 1,127.54 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ในขณะที่ปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น (Transferred Revision และ Extension) เท่ากับ 624.28 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในรูปที่ 2 สำหรับส่วนที่เพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วในปี 2564 มีสาเหตุหลักมาจากการปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่สำคัญ เช่น พื้นที่ผลิตก๊าซแหล่งเอราวัณ พื้นที่ผลิตก๊าซแหล่งบงกช และในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และของโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติบนบก คือ แหล่งสินภูฮ่อม

1. Natural gas

The domestic proved gas reserves at year-end 2021 stood at 3,444.64 Bcf: 3,144.88 Bcf from Gulf fields and 299.77 Bcf from onshore fields. Year on year, the reserves were down by 503.26 Bcf as the production this year was 1,127.54 Bcf while the reserves from the transferred revision and extension totaled 624.28 Bcf as appear in Figure 2. The rise in the proved gas reserves this year is mainly distributed to the adjusted reserves of key gas production projects in the Gulf, including Erawan and Bongkot fields, MTJDA and Sin Phu Hom (onshore).



	End of 2020	Produced	Unproved Transferred (From)	Revision	Extension / Discovery	End of 2021
Onshore	97.75	-42.62	258.53	-14.12	0.22	299.77
Offshore	3,850.15	-1,084.92	111.83	267.81	0.00	3,144.88

รูปที่ 2 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วจากปี 2563 ถึงปี 2564

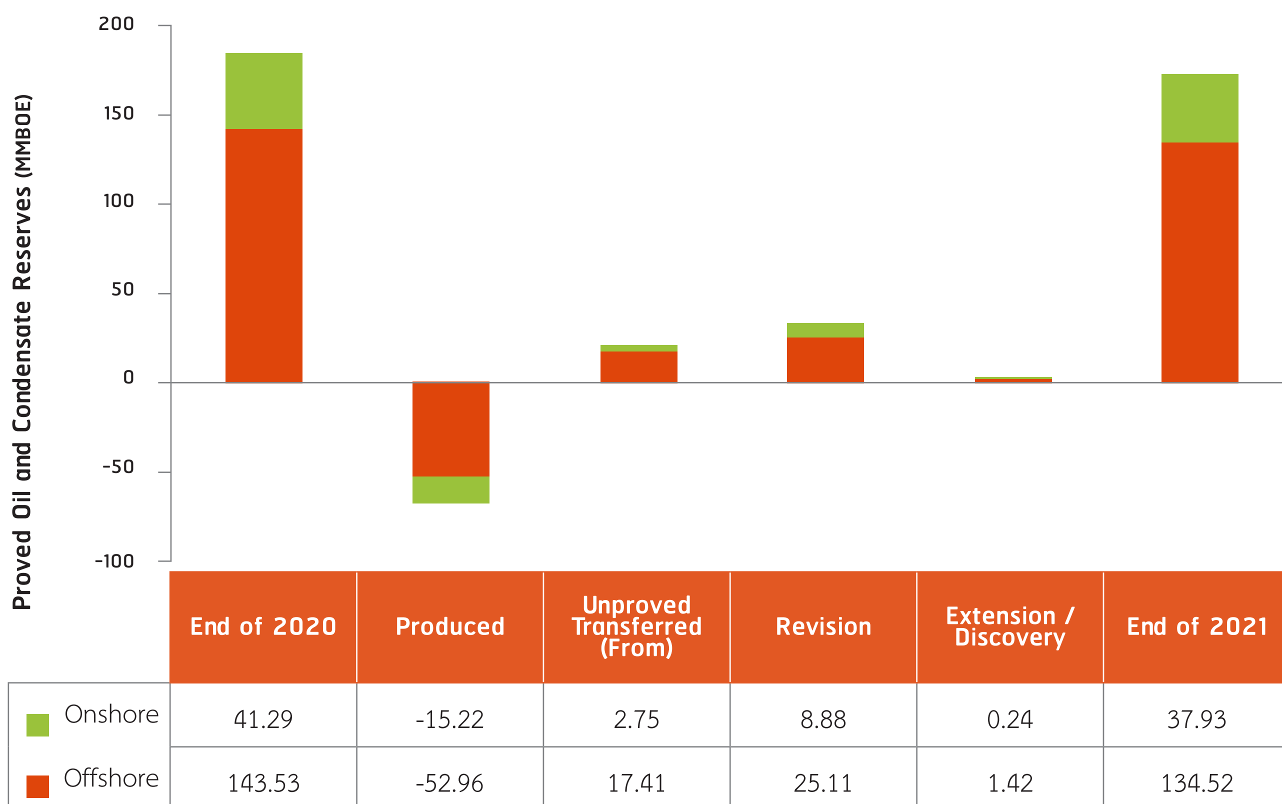
Figure 2: Changes in proved gas reserves (2020-2021)

2. น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

ปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วของประเทศไทย ณ สิ้นปี 2564 เท่ากับ 172.45 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบด้วยส่วนที่มาจากอ่าวไทย และบนบก จำนวน 134.52 และ 37.93 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับสิ้นปี 2563 แล้ว ลดลงเท่ากับ 12.37 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากในปี 2564 มีปริมาณการผลิตเท่ากับ 68.18 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในขณะที่ปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น (Transferred Revision และ Extension) เท่ากับ 55.81 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ดังแสดงในรูปที่ 3 สำหรับส่วนที่เพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วในปี 2564 มีสาเหตุหลักมาจากการปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการผลิตน้ำมันดิบในทะเล เช่น พื้นที่ผลิตน้ำมันดิบแหล่งเบญจมาศ แหล่งชบา แหล่งจัสมิน แหล่งมโนราห์ แหล่งนงเยาว์ แหล่งบัวหลวง และแหล่งวาสนา เป็นต้น และการปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการผลิตน้ำมันดิบบนบกสิริกิติ์จากการดำเนินการของโครงการอัดน้ำ (Waterflood) และการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต (Enhanced Oil Recovery)

2. Oil and condensate

The total proved reserves of oil and condensate at year-end 2021 stood at 172.45 MMBOE: 134.52 MMBOE from Gulf fields and 37.93 MMBOE from onshore fields. Such reserves were 12.37 MMBOE down from a year earlier as the cumulative output stood at 68.18 MMBOE and reserves replacement (transferred revision and extension) was 55.81 MMBOE, as shown in Figure 3. As for the increments in the proved reserves of oil and condensate this year, one might attribute these to: (1) adjusted reserves of offshore oil production projects of Benchamas, Chaba, Jasmine, Manora, Nong Yao, Bualuang and Wassana, and (2) adjusted reserves of the Sirikit oil production project due to greater production efficiency from waterflooding and enhanced oil recovery operations.



	End of 2020	Produced	Unproved Transferred (From)	Revision	Extension / Discovery	End of 2021
Onshore	41.29	-15.22	2.75	8.88	0.24	37.93
Offshore	143.53	-52.96	17.41	25.11	1.42	134.52

รูปที่ 3 การเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวที่พิสูจน์แล้วจากปี 2563 ถึงปี 2564

Figure 3: Changes in proved oil and condensate reserves (2020-2021)

ดังนั้น จากสถานการณ์ปัจจุบันที่ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งการวิเคราะห์แนวโน้มของการใช้พลังงานในอนาคต ขององค์กรที่เกี่ยวข้องทางด้านพลังงานหลายองค์กร ต่างก็วิเคราะห์ว่าความต้องการใช้พลังงานที่มาจากปิโตรเลียม (ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ) จะลดลง อันเนื่องมาจากความกังวลเกี่ยวกับปัญหาสิ่งแวดล้อมและสภาวะโลกร้อน ทำให้เกิดการลงทุนพัฒนาทางด้านพลังงานสะอาด เช่น พลังงานหมุนเวียน และพลังงานทดแทน ซึ่งทำให้ต้นทุนในการผลิตพลังงานจากแหล่งพลังงานนอกรูปแบบมีแนวโน้มลดลงเรื่อย ๆ และคาดว่าจะสามารถแข่งขันและเข้ามาทดแทนพลังงานปิโตรเลียมภายในระยะเวลาไม่เกิน 10 ปี รัฐจึงควรส่งเสริมให้มีการเปิดประมูลให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้เกิดการลงทุนสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมแหล่งใหม่ เพื่อให้เกิดการจ้างงาน และนำทรัพยากรที่มีอยู่ในภายประเทศมาใช้ให้เกิดประโยชน์อย่างสูงสุด อีกทั้งในปีที่ผ่านมา ราคาของน้ำมันดิบในตลาดโลกมีการปรับตัวสูงขึ้น ทำให้ประเทศมีค่าใช้จ่ายในการนำเข้าพลังงานมากขึ้น รัฐจึงควรส่งเสริมและเร่งรัดให้มีการผลิตจากแหล่งปิโตรเลียมปัจจุบันให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เช่น นำเทคโนโลยีในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบ (Enhanced Oil Recovery) มาใช้ รวมทั้งส่งเสริมหาแนวทางในการพัฒนาเพื่อผลิตปิโตรเลียมจาก Unconventional Reservoir ซึ่งจะช่วยให้มีการใช้ประโยชน์ปิโตรเลียมจากแหล่งที่มีอยู่ในประเทศได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด สามารถผลิตปิโตรเลียมได้มากขึ้น ลดการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ ลดการสูญเสียเงินตราออกนอกประเทศ และเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศมากขึ้น

Therefore, in view of the current situation where reserves are steadily eroding, and analysis on energy trends from various relevant agencies found that petroleum (natural gas, oil and condensate) demand is on the down trend due to concerns on environmental and global warming issues which attract more development and investment in clean energy such as renewable and alternative energy. The cost in such unconventional energy production is steadily lower and is expected to be very competitive and will replace petroleum energy within less than ten years from now. Thailand would be well advised to launch new bid rounds for investment, development and production of new fields and job creation and to bring up and exploit domestic resources to its utmost benefit. In addition, as global oil prices have significantly rose and resulted in higher deficit from energy imports, the state should promote efficient development, production and investment in existing fields or deposits. To elaborate, enhanced oil recovery technology should be deployed to promote production from unconventional reservoirs to optimize domestic petroleum resources to cut down on petroleum imports, currency deficit, thus strengthening national energy security.

4.6
การผลิตปิโตรเลียม
PRODUCTION

การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศในปี 2564 มีการผลิตปิโตรเลียมเป็นปริมาณรวม 235* ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 644,511.53 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 มีปริมาณการผลิตลดลงร้อยละ 7.53 จำแนกตามประเภทของปิโตรเลียมได้ดังนี้

Indigenous petroleum outputs this year totaled 235* million barrels of oil equivalent (about 644,511.53 barrels of oil equivalent per day, BOED), 7.56% down from last year. Below is a breakdown.

ก๊าซธรรมชาติ
Natural Gas

การผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2564 มีปริมาณรวม 997,383 ล้านลูกบาศก์ฟุต หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 2,732.56 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยมีอัตราการผลิตลดลงจากปี 2563 คิดเป็น ร้อยละ 5.06 หรือเป็นปริมาณ 53,163 ล้านลูกบาศก์ฟุต เนื่องจากในปี 2564 เป็นช่วงปลายอายุของแหล่งปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลหมายเลข 10 11 12 และ 13 ที่ดำเนินงานโดย บริษัทเชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด จึงไม่ได้มีการลงทุนเพื่อพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องส่งผลให้มีศักยภาพในการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแปลงสำรวจดังกล่าวลดลง ดังนั้น ผู้ดำเนินงานจึงได้มีการขอปรับลดปริมาณก๊าซที่ผู้ขายจะต้องส่งมอบตามสัญญาให้แก่ผู้ซื้อในแต่ละวัน (DCQ) ตามเงื่อนไขในสัญญาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ทำให้ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2564 ลดลง

The total gas output equaled 997,383 million cubic feet, or 2.73256 billion cubic feet per day (Bcfd), dropping 5.06% (53,163 million cubic feet) from the previous year, mainly because 2021 marked the terminal period of offshore blocks 10, 11, 12, and 13 of Chevron Thailand Exploration and Production Co., Ltd., which did not invest in ongoing gas field development. The potential for gas production from these blocks therefore dwindled. The operator also applied to adjust the volume of gas delivered daily (DCQ) in 2021 to the buyer under the gas sales agreements.

ก๊าซธรรมชาติเหลว
Condensate

การผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสท ในปี 2564 มีปริมาณรวม 29.06 ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราการผลิตเฉลี่ย 79,626 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลง จากปี 2563 คิดเป็น ร้อยละ 6.49 หรือเป็นปริมาณ 2.02 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเหลวเป็นผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติ จึงแปรผันตามปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ลดลง

The total condensate output was 29.06 million barrels, or 79,626 barrels per day (bpd), falling 6.49% (2.02 million barrels) from the previous year. This year’s gas output declined, and so did that of condensate, the main byproduct of gas production.

น้ำมันดิบ
Crude Oil

การผลิตน้ำมันดิบในปี 2564 มีปริมาณรวม 34.86** ล้านบาร์เรล หรือคิดเป็นอัตราเฉลี่ย 95,526 บาร์เรลต่อวัน โดยมีการผลิตลดลงจากปี 2563 คิดเป็นร้อยละ 22.47 หรือเป็นปริมาณ 10.11 ล้านบาร์เรล เนื่องจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็นแหล่งผลิตที่มีขนาดเล็กและมีศักยภาพการผลิตลงลงเรื่อย ๆ ตามวัฏจักรของแหล่งผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งในปี 2564 ไม่มีการสำรวจพบแหล่งผลิตน้ำมันใหม่ ๆ เพื่อนำมาใช้ภายในประเทศ

หมายเหตุ : *การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตภายในประเทศ ไม่คิดรวมการผลิตจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
**การคำนวณค่าเฉลี่ยต่อวันของการผลิตน้ำมันดิบ ไม่คิดรวมแหล่งฝาง

The total oil output was 34.86 million barrels**, equivalent to 95,526 bpd, a drop of 22.47% (10.11 million barrels), due to the natural decline of the mostly marginal fields in Thailand. Besides, in 2021 there was no discovery of new oil fields whose output can be consumed domestically.

Remarks: *Total petroleum outputs from indigenous fields excluded production from MTJDA.
** Average crude oil output per day excluded that from the Fang Field.



4.7
การรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม
INSTALLATION DECOMMISSIONING

ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย สิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ถูกออกแบบและก่อสร้างให้มีความแข็งแรงปลอดภัยในเชิงวิศวกรรมและคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม โดยถูกติดตั้งกระจายในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบก เพื่อใช้ในการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา หรือขนส่งปิโตรเลียมตลอดอายุสัมปทาน อย่างไรก็ตาม เมื่อสิ่งติดตั้งดังกล่าวไม่สามารถใช้ประโยชน์ในกิจการปิโตรเลียมในอนาคตได้ หรือเมื่อสัมปทานสิ้นอายุ เพื่อความปลอดภัยของสาธารณะและรักษาสิ่งแวดล้อม สิ่งติดตั้งเหล่านั้นจำเป็นต้องถูกรื้อถอนออกไปอย่างเหมาะสม โดยคำนึงถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน ความเป็นไปได้ทางเทคนิควิศวกรรม ผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบรวมทั้งการวางหลักประกันสำหรับค่าใช้จ่ายที่ใช้ในการรื้อถอน ทั้งนี้ เพื่อความชัดเจนในการกำกับดูแลการรื้อถอนในประเทศไทย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการออกกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ได้แก่ กฎกระทรวง กำหนดแผนงานประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ.2559 (กฎกระทรวงฯ) และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่เกี่ยวข้อง 6 ฉบับ โดยอาศัยอำนาจตามมาตรา 80/1 และ 80/2 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 เพื่อกำหนดรายละเอียดเกี่ยวกับหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการดำเนินการรื้อถอน รวมทั้งได้มีการจัดทำคู่มือและมาตรฐานด้านการรื้อถอนสำหรับผู้รับสัมปทานให้สามารถดำเนินการรื้อถอนได้อย่างถูกต้องตามข้อกำหนดในกฎหมาย หลักเทคนิคและวิธีปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี มีประสิทธิภาพ และก่อประโยชน์สูงสุดให้แก่ประเทศ ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีกระบวนการในการกำกับดูแลการรื้อถอนที่เป็นไปตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ และกฎหมายอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยเริ่มต้นจากการศึกษาและวิเคราะห์ของเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้อง แล้วจึงนำเสนอความเห็นต่อคณะทำงานพิจารณารายงานแผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม คณะอนุกรรมการพิจารณา

By nature of E&P activities, it is necessary to install physical structures to enhance exploration and particularly production activities, including those for placing processing equipment, storing and delivering petroleum from subsurface reservoirs to users to the end of the concession term. These structures are specially designed and constructed with engineering safety and integrity as well as consideration for potential environmental impacts. However, these offshore and onshore structures must be properly removed to ensure public safety and a sound environment when no petroleum resources remain or when a given concession comes to an end. Proper removal involves engineering design and procedures to ensure zero impact on the environment, safety to the workforce and the public, technical feasibility, and financial sensibility, including placement of bank guarantees as collateral for loss and damage due to the removal or decommissioning. For transparency and procedural clarity of the overall supervision of decommissioning in Thailand, DMF has issued rules and regulations, including a ministerial regulation prescribing plans and estimated costs and security for decommissioning of installations used in the petroleum operations B.E. 2559 (2016), and six DMF announcements issued under Sections 80/1 and 80/2 of the Petroleum Act (No. 6) B.E. 2550 (2007), defining rules, procedures, and conditions of the decommissioning in detail. The DMF decommissioning procedures include operating manuals and standard operating procedures to enforce concessionaires and operators to fully comply with technical principles and best petroleum operations with maximum possible efficiency and optimum benefits to Thailand, as well

แผนงานและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม และคณะกรรมการปิโตรเลียมในการพิจารณากลั่นกรองแผนงานและรายงานการรื้อถอนตามลำดับ เพื่อให้มั่นใจว่าทางเลือกและเทคนิควิธีการในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งมีความปลอดภัย เหมาะสมและส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ทั้งในระยะสั้นและระยะยาว

ในปี 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการกำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยและแปลงสำรวจบนบกที่เข้าหลักเกณฑ์ตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฯ รวมทั้งโครงการอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ทั้งนี้ การอนุมัติและอนุญาตแผนงานและรายงานการรื้อถอน ตลอดจนผลการดำเนินงานที่ผ่านมาสามารถสรุปได้ ดังนี้

as compliance with all applicable rules and regulations. DMF is fully committed to all these rules and regulations as well as all other related laws, beginning with the feasibility study of each decommissioning project before proceeding with the consideration of the decommissioning workplan and estimated cost by the decommissioning taskforce, the Petroleum Subcommittee, and finally the Petroleum Committee. The multi-tiered consideration process is specially designed to ensure optimal selection of all possible decommissioning techniques with emphasis on work safety, suitability to specific projects, and minimized impacts on the environment, both short-term and long-term.

In 2021 DMF supervised and regulated the following onshore and offshore decommissioning and associated activities, summarized below.



การอนุมัติ อนุญาต แผนงาน และรายงานการรื้อถอน

Approval and permission of the decommissioning workplans and decommissioning reports

สำหรับการอนุมัติ อนุญาต แผนงานและรายงานการรื้อถอน ต้องผ่านการพิจารณาจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติก่อน โดยการกลั่นกรองให้ความเห็นชอบตามกระบวนการพิจารณาโดยคณะกรรมการปิโตรเลียม มีมติเห็นชอบแผนงานและรายงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน และแผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน มีรายละเอียด ดังนี้

Before physical decommissioning, concessionaires and operators must win approvals and permission by DMF with prior endorsement by the Petroleum Committee under the consideration processes of the decommissioning feasibility reports and estimated costs, as well as detailed decommissioning operating procedures. The following decommissioning projects were approved in 2021.

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทาน และผู้ดำเนินงาน Concessionaire/Operator	เกณฑ์การยื่น Consideration Basis	สาระสำคัญ Key Points
1	1/2526/23	แปลงสำรวจบนบก หมายเลข NC	บริษัท ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.	แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน (FDP) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิต แหล่งบึงหญ้าและบึงม่วง Detailed decommissioning Workplan and estimated cost (FDP), and decommissioning Procedures for Bung Ya and Bung Mung oil field	คณะกรรมการปิโตรเลียม “มติเห็นชอบ” Endorsed by The Petroleum Committee
2	1/2515/5, 2/2515/6	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10 11 12 และ 13	บริษัท เชฟรอนประเทศไทย สำรวจและผลิต จำกัด Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	แผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน (ฉบับทบทวน) Preliminary decommissioning workplan and estimated cost Report (revision)	คณะกรรมการปิโตรเลียม “มติเห็นชอบ” Endorsed by The Petroleum Committee
3	5/2515/9, 3/2515/7	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 15 16 และ 17	บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	แผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน (ฉบับทบทวน) Preliminary decommissioning workplan and estimated cost report (revision)	คณะกรรมการปิโตรเลียม “มติเห็นชอบ” Endorsed by The Petroleum Committee

หมายเหตุ : เกณฑ์การยื่น - ตามกฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 ข้อ 38 สัมปทานซึ่งเหลือระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมน้อยกว่าห้าปี นับแต่วันที่กฎกระทรวงนี้ใช้บังคับ

Remarks: Consideration basis: in compliance with the ministerial regulation prescribing plans and estimated costs and security for decommissioning of installations used in petroleum operations B.E. 2559 (2016), item 38, the concessionaire with remaining production period less than five years from the effective date of the ministerial regulation is required to submit decommissioning workplans and estimated costs reports.

การลงนามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้ง (ATA)

Asset Transfer Agreement

เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับการต่อซึ่งตามข้อกำหนดในสัมปทานปิโตรเลียม กำหนดให้ผู้รับสัมปทานต้องส่งมอบทรัพย์สินตามที่กำหนดอันจำเป็นต่อการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา หรือขนถ่ายปิโตรเลียม หรืออันมีลักษณะที่ใช้เป็นสาธารณูปโภคที่เกี่ยวกับพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมที่ใช้ประโยชน์ให้แก่รัฐบาลไทยโดยไม่คิดมูลค่า โดยในปี พ.ศ. 2564 สามารถสรุปรายละเอียด ดังนี้

Upon the end of the renewed production period, concessionaires must fully comply with the terms and conditions set forth in the concession agreement on transferring all assets essential to the exploration, production, storage and transport of petroleum, as well as pertaining to necessary utility essential to the production area, to the Thai Government at no cost. The following asset transfers took place during 2021.

ลำดับ No.	เลขที่สัมปทาน Concession No.	แปลงสัมปทาน Concession Block	ผู้รับสัมปทาน และผู้ดำเนินงาน Concessionaire/Operator	เกณฑ์การยื่น Consideration Basis	สาระสำคัญ Key Points
1	1/2526/23	แปลงสำรวจบนบก หมายเลข NC	บริษัท ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.	ลงนามข้อตกลง การส่งมอบสิ่งติดตั้ง Executive ATA	9 เมษายน 2564 April 9, 2021
2	5/2515/9, 3/2515/7	แปลงสำรวจในทะเล อ่าวไทย หมายเลข 15 16 และ 17	บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	ลงนามข้อตกลง การส่งมอบสิ่งติดตั้ง Executive ATA	9 พฤศจิกายน 2564 November 9, 2021



การวางหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม

Placement of collateral for petroleum operations decommissioning

ในปี 2564 มีการดำเนินการที่เกี่ยวข้องกับหลักประกันในการรื้อถอนฯ ตามกฎกระทรวงฯ และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง แบบและหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการรับ การตรวจสอบ การเก็บรักษา การบังคับ การเบิกจ่าย และการคืนหลักประกันการรื้อถอน ดังนี้

During 2021 DMF enforced the following placements of collateral for decommissioning under the ministerial regulation and DMF announcements prescribing rules and procedures, methodology and conditions set forth for the receipt, audit, retention, enforcement, withdrawal, and reimbursement of the collateral placement.

ลำดับ No.	แปลงสำรวจหมายเลข Concession Block	วางหลักประกัน/ต่ออายุหลักประกัน/คืนหลักประกัน Collateral Placement/ Renewal/ Reimbursement	รายชื่อผู้รับสัมปทาน/ผู้วางหลักประกัน Concessionaire/ Collateral Placer	วันที่ดำเนินการ Date	หมายเหตุ Remarks
1	E5 Nam Phong	คืนหลักประกัน Reimbursement	บริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์ ExxonMobil Exploration and Production Korat Inc. บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	คืน 2 เม.ย. 64 Reimbursed On Apr.2, 2021 คืน 5 เม.ย. 64 Reimbursed On Apr.5, 2021	ได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมแล้ว Production period already renewed
2	NC	ต่ออายุหลักประกัน Renewal	บริษัท ซีโน-ยูเอส ปิโตรเลียม อิงค์ Sino-U.S. Petroleum Inc.	ต่ออายุ 10 ก.ย. 64 Renewed on Sep. 10, 2021	เป็นไปตามกฎหมายข้อ 32 กฎกระทรวงรื้อถอนฯ และ ข้อ 9 (3) ประกาศ ชธ.** Under Item 32 of the Ministerial Regulation on decommissioning and Item 9(3) of the DMF announcement**
3	15 16 17	วางหลักประกัน Placement	บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	วาง 1 พ.ย. 64 ชธ. รับวาง 8 พ.ย. 64 Placed on Nov. 1, 2021; received on Nov. 8, 2021	

ลำดับ No.	แปลงสำรวจ หมายเลข Concession Block	วางหลักประกัน/ ต่ออายุหลักประกัน /คืนหลักประกัน Collateral Placement/ Renewal/ Reimbursement	รายชื่อผู้รับสัมปทาน/ ผู้วางหลักประกัน Concessionaire/ Collateral Placer	วันที่ดำเนินการ Date	หมายเหตุ Remarks
4	15 16 17	คืนหลักประกัน (บางส่วน) เฉพาะส่วนของสิ่งติดตั้งที่รัฐรับมอบตาม ATA Reimbursement (partial), specifically identified in the ATA	บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) PTT Exploration and Production Public Company Limited	คืน 29 พ.ย. 64 Reimbursed On Nov.29, 2021	เห็นชอบให้คืนหลักประกันในส่วนของสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบให้แก่รัฐตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้ง เลขที่ 2/2564 ของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ตามที่ได้รับความเห็นชอบให้ปรับลดมูลค่าของหลักประกันดังกล่าว เนื่องจาก ปตท.สผ. ได้ลงนามในข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้ง เลขที่ 2/2564 เรียบร้อยแล้วโดย ปตท.สผ. ได้ยื่นคำขอคืนหลักประกันพร้อมเอกสารหลักฐาน ถูกต้องครบถ้วน เป็นไปตามข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง Partially reimbursed only or specific items stated in ATA No. 2/2564 of PTTEP, with depreciated value of the collateral placement. The reimbursement was approved after thorough consideration and completeness of all applications in full compliance with applicable rules and regulations.

หมายเหตุ : *กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559
**ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง แบบและหลักเกณฑ์วิธีการ และเงื่อนไขในการรับ การตรวจสอบ การเก็บรักษา การบังคับ การเบิกจ่าย และการคืนหลักประกันการรื้อถอน

Remarks: *Ministerial regulation prescribing plans and estimated costs and security for decommissioning of installations used in petroleum operations B.E. 2559 (2016)
**DMF announcement on forms and rules, procedures, and conditions on receipt, audit, retention, enforcement, withdrawal and reimbursement of the collateral deposit for decommissioning.

ผลการดำเนินงานรื้อถอน

Decommissioning Performance

ในปี 2564 มีโครงการที่ผู้รับสัมปทานดำเนินการรื้อถอนสิ่งติดตั้งออกจากพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการย้ายส่วนบนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม (Topside Re-use)

การพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในทะเลจะมีการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมใหม่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องประมาณ 10 – 20 แท่นหลุมผลิตในทุก ๆ ปี เพื่อเป็นการรักษาระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติของแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย โดยมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและการติดตั้งแท่นหลุมผลิตใหม่แท่นละประมาณ 15 – 25 ล้านเหรียญสหรัฐ ดังนั้น แท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมจึงเป็นต้นทุนค่าใช้จ่ายหนึ่งที่สำคัญต่อการพัฒนา แหล่งปิโตรเลียม ซึ่งหากลดต้นทุนในส่วนนี้ได้จะทำให้สามารถพัฒนาทรัพยากรปิโตรเลียมในบริเวณที่มีศักยภาพเชิงพาณิชย์ต่ำขึ้นมาใช้ให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจกับประเทศ

ในปี พ.ศ. 2564 บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (PTTEP) ได้ดำเนินโครงการย้ายส่วนบนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม จำนวน 1 แท่น และบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ได้ดำเนินโครงการย้ายส่วนบนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม จำนวน 2 แท่น โดยทั้ง 3 แท่น เป็นแท่นหลุมผลิตที่ไม่ได้ใช้งานแล้ว เนื่องจากไม่สามารถผลิตปิโตรเลียมอย่างคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์อีกต่อไปและมีความเหมาะสมต่อการนำไปใช้งานในบริเวณอื่น เพื่อทำการตัดและเคลื่อนย้ายส่วนบนแท่น (Topside) ของแท่นหลุมผลิตที่ไม่ได้ใช้งานแล้วไปติดตั้งบนขาแท่น (Jacket) ใหม่ที่ได้ก่อสร้างและติดตั้งในบริเวณอื่นเพื่อใช้ผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งปิโตรเลียมในบริเวณใหม่นั้น โดยผลสำเร็จของการดำเนินงานย้ายโครงสร้างส่วนบน นอกจากช่วยลดต้นทุนการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมแล้วยังลดจำนวนแท่นหลุมผลิตที่ต้องถูกรื้อถอนในอนาคตด้วย

In 2021, one decommissioning project was sanctioned: decommissioning of a top-side from the production area for reuse.

The nature of gas production in the Gulf requires 10-20 new offshore platforms a year continuously to maintain the same level of production rate. Each of these platforms calls for USD15-25 million for design, construction, and installation. These staggering expenses are actually capital costs of development of petroleum in Thailand. Their reduction would directly increase the commerciality of petroleum in marginal and subcommercial areas to benefit national economic development.

In 2021, three topside structures were decommissioned: one by PTT Exploration and Production Public Company Limited and two others by Chevron Thailand Exploration and Production Company Limited. All these three topside structures were decommissioned after proven to be unused because production became uneconomical However, these topside structures can be reused at other locations when re-installed on newly fabricated and installed jackets. The success of these decommissioning and reuse of the topside structures would slash the capital costs of petroleum development and production, as well as reducing the number of offshore installation structures to be decommissioned in the future.



Part 5

SAFETY AND ENVIRONMENTAL OVERSIGHT

การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม
ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม



5
การกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม
SAFETY AND ENVIRONMENTAL OVERSIGHT

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานของรัฐมีหน้าที่กำกับดูแลการดำเนินงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานให้มีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยได้พัฒนาแนวทางการกำกับดูแลต่าง ๆ เพื่อยกระดับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น รวมทั้งการกำกับดูแลให้ปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ส่งเสริมและสนับสนุนให้ผู้รับสัมปทานดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม ให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล ได้แก่ มาตรฐานระบบการจัดการสิ่งแวดล้อม (ISO 14001) และ มาตรฐานระบบการจัดการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย (ISO 18000) และในสถานการณ์การระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรน่า 2019 ได้ขอความร่วมมือให้ผู้รับสัมปทานและผู้รับจ้างเหมาให้ปฏิบัติตามมาตรการเฝ้าระวังด้านสุขอนามัยตามแนวทางที่กรมควบคุมโรค กระทรวงสาธารณสุข ประกาศกำหนดอย่างเคร่งครัด หากตรวจพบว่าพนักงานของบริษัทหรือผู้รับจ้างเหมาติดเชื้อดังกล่าว ต้องแจ้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบโดยเร็วที่สุด

Representing state authority in charge of supervision of E&P activities operated by concessionaires, DMF is tasked to ensure safety and zero impact on the environment. The department has therefore developed several measures to continuously increase its efficiency of supervision and enforcement of applicable safety and environmental laws.

DMF has consistently promoted and encouraged all concessionaires to operate their activities under international standards and guidelines, including the Environmental Management System (ISO 14001) and the Occupational Health and Safety Management System (ISO 18000). Under the Covid-19 pandemic crisis, DMF has requested support from all concessionaires and service contractors to strictly comply with the occupational safety and health measures recomended by the Department of Disease Control, Ministry of Public Health. The department has also required that all concessionaires and operators report to DMF of all infections of their personnel as soon as possible.



ปี 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ส่งพนักงานเจ้าหน้าที่เข้ากำกับดูแลตรวจประเมินการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวนทั้งหมด 7 ครั้ง แบ่งเป็นแหล่งผลิตบนบก จำนวน 5 ครั้ง และแหล่งผลิตในทะเล จำนวน 2 ครั้ง ผลจากการตรวจประเมิน พบว่าการดำเนินงานด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และการจัดการของเสีย เป็นไปตามกฎระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ พนักงานเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้เสนอแนะประเด็นต่าง ๆ เพื่อให้การดำเนินงาน ดังกล่าวเกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่องโดยมีความปลอดภัยและไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการอนุมัติแผนการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม จำนวน 11 ฉบับ เพื่อให้ผู้รับสัมปทานปฏิบัติตามมาตรการการจัดการของเสียที่เกิดจากการดำเนินกิจกรรมการสำรวจ ผลิต และพัฒนาปิโตรเลียม ซึ่งต้องนำของเสียไปบำบัดหรือกำจัดให้ถูกต้องตามประเภทของของเสียนั้น ๆ

ด้านการปฏิบัติตามกฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องนั้น ก่อนที่ผู้รับสัมปทานจะเริ่มดำเนินโครงการเจาะสำรวจ โครงการผลิตและ/หรือพัฒนาปิโตรเลียม ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) เสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านพัฒนาปิโตรเลียม (คชก.) พิจารณาให้ความเห็นชอบก่อนจึงจะเริ่มดำเนินการได้ โดยในปี 2564 มีรายงาน EIA ที่ผ่านความเห็นชอบ จำนวน 2 โครงการ ดังนี้

1) โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตท่าโรงตะวันออกและพื้นที่ผลิตวิเชียรบุรีตะวันออกเฉียงเหนือ แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L44/43 อำเภอวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์ ของบริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด

2) โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งหนองอ้อและวัดแตน แปลงสำรวจบนบกหมายเลข S1 จังหวัดพิษณุโลก ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

This year DMF conducted seven site visits on monitoring and assessment of occupational health, safety and environment, as well as waste treatment activities, including five visits to onshore facilities and two visits to offshore facilities. The assessment reports identified no correction, indicating full compliance by all selected concessionaires and operators with the laws and standards on occupational health, safety and environment, and waste treatment. However, DMF provided recommendations on various aspects to these concessionaires and operators for further continuous improvement, particularly on safety and zero impact on the environment. This year DMF granted 11 approvals to concessionaires on waste treatment plans at E&P facilities. The approval process is part of the assurance that concessionaires fully comply with waste treatment procedures, including treatment or elimination, depending on specific types of waste generated by petroleum exploration, development and production activities.

As for environmental laws, concessionaires must prepare environmental impact assessment (EIA) reports and submit them to the Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning (ONEP) for approval by the Expert Committee for petroleum exploration and development, in coordination with DMF. There were two EIA approvals granted this year:

1) EIA approval granted to Eco Orient Resources (Thailand) Company Limited for the Tha Rong East and the Wichian Buri Northeast production areas, Onshore Concession Block L44/43, located in Wichian Buri District, Phetchabun.

2) EIA approval granted to PTTEP Siam Company Limited for the Nong Or and Wat Taen production areas, Onshore Concession Block S1, located in Phitsanulok.



ทั้งนี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานอนุญาต ได้กำกับดูแลผู้รับสัมปทานให้ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Mitigation) และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Monitoring) อย่างเคร่งครัด นอกจากนี้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้อำนวยความสะดวกให้ผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจบนบก ที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นอายุสัมปทาน โดยออกประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องการบังคับใช้ประมวลหลักการปฏิบัติ สำหรับผู้ได้รับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในแปลงสำรวจบนบกที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมซึ่งยังผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังสิ้นอายุสัมปทาน พ.ศ. 2563 และได้เห็นชอบรายงานประมวลหลักการปฏิบัติโครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 จังหวัดกำแพงเพชรและสุโขทัย ของบริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด เพื่อให้สามารถดำเนินการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างต่อเนื่อง และต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่ระบุไว้ในรายงานประมวลหลักการปฏิบัติดังกล่าว

Under EIA approvals, DMF is in charge of supervision of full compliance by all concessionaires with all environmental preventive and mitigation measures, as well as monitoring programs. Recognizing the value of remaining petroleum reserves and ongoing production activities beyond the end of certain concession agreements, DMF has issued an announcement on the enforcement of Code of Practice (CoP) of 2020 for onshore E&P continuation by new concessionaires / contractors after concession expiry, and approved the report on the CoP for petroleum production of onshore Block L1/64, located in Kamphaeng Phet and Sukhothai, of CNPCHK (Thailand) Company Limited, so that oil production from Bung Ya would not be disrupted. However, all environmental preventive and mitigation measures, as well as the monitoring programs, have been intact, which the concessionaire must strictly adhere to.



สำหรับการกำกับดูแลด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของประเทศไทย ภายใต้กฎกระทรวง กำหนดแผนงาน ประมาณการค่าใช้จ่ายและหลักประกันในการรื้อถอน สิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2559 โดยในปี 2564 มีการดำเนินงาน ดังนี้

1. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอน (Decommissioning Environmental Assessment Report หรือ DEA Report) จำนวน 5 โครงการ ดังนี้

1) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในโครงการบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

2) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม แปลงสำรวจบนบกหมายเลข PTTEP1 L53/43 และ L54/43 ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

3) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่แหล่งบึงหญ้าและบึงม่วง แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC จังหวัดกำแพงเพชรและสุโขทัย ของบริษัท ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์

4) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B6/27 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

As for the supervision of safety and environmental operations concerning the decommissioning of installation structures under petroleum activities under the ministerial regulation prescribing plans and estimated costs and security for decommissioning of installations used in petroleum operations B.E. 2559 (2016), DMF made the following progress in 2021:

1. Determination and endorsement of the Decommissioning Environmental Assessment reports (DEA Report) of the five following projects:

1) Decommissioning of offshore installations in Bongkot Project, located in the Gulf of Thailand Blocks 15, 16, and 17, operated by PTTEP Public Company Limited.

2) Decommissioning of onshore installations in PTTEP1 L53/43 and L54/43, operated by PTTEP International Company Limited.

3) Decommissioning of onshore installations in Bung Ya and Bung Muang oil field areas, located in Kamphaeng Phet and Sukhothai and operated by Sino-U.S. Petroleum Inc.

4) Decommissioning of offshore installations in the Gulf of Thailand Block B6/27, operated by PTTEP Siam Company Limited.

5) โครงการรื้อถอนทุ่นรับน้ำมันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัณ 1 และสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี ของบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

2. การพิจารณาให้ความเห็นชอบรายงานการพิจารณาวิธีการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เหมาะสมที่สุด (Best Practical Environmental Option Report หรือ BPEO Report) จำนวน 6 โครงการ ดังนี้

1) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในโครงการบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

2) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งสำหรับแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล และโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อฯ รวมทั้งระบบยึดโยงเรือ FSO1 และ FSO2 โครงการบงกช แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 15 16 และ 17 ของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

3) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B6/27 (โครงการนางนวล) ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

4) โครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม ในพื้นที่แหล่งบึงหญ้าและบึงม่วง แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC จังหวัดกำแพงเพชรและสุโขทัย บริษัท ซิโน-ยู.เอส. ปิโตรเลียม อิงค์

5) โครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมและท่อส่งปิโตรเลียมในทะเลที่เชื่อมต่อกับแท่นหลุมผลิต ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 10 11 12 และ 13 (ฉบับแก้ไขครั้งที่ 2) บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

6) โครงการรื้อถอนทุ่นรับน้ำมันและสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมเอราวัณ 1 และสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

5) Decommissioning of the offshore single point mooring (SPM) and associated subsea structures hooked up with the Erawan 1 floating storage and offloading unit (FSO), and of subsea structures associated with Pattani FSU, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Company Limited.

2. Determination and endorsement of the Best Practical Environmental Option Reports (BPEO Reports) of the six following projects:

1) Decommissioning of offshore installations in Bongkot Project in the Gulf of Thailand Blocks 15, 16 and 17, operated by PTTEP Public Company Limited.

2) Decommissioning of offshore production wellhead platforms, subsea pipelines and pipeline end manifold (PLEM), mooring and turret hooked up with FSO1 and FSO2 of Bongkot Project in the Gulf of Thailand Blocks 15, 16 and 17, operated by PTTEP Public Company Limited.

3) Decommissioning of offshore installations in Nang Nuan Project in the Gulf of Thailand Block B6/27, operated by PTTEP Siam Company Limited.

4) Decommissioning of onshore installations in Bung Ya and Bung Muang areas in Block NC, located in Kamphaeng Phet and Sukhothai, operated by Sino-U.S. Petroleum Inc.

5) Decommissioning of offshore production wellhead platforms and associated subsea pipelines in the Gulf of Thailand Blocks 10, 11, 12 and 13 (Rev. 2), operated by Chevron Thailand Exploration and Production Company Limited.

6) Decommissioning of the offshore single point mooring (SPM) and associated subsea structures hooked up with the Erawan 1 floating storage and offloading (FSO) unit, and subsea structures associated with Pattani FSO, operated by Chevron Thailand Exploration and Production Company Limited.

5.1 โครงการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ENVIRONMENTAL MONITORING PROGRAM IN PETROLEUM OPERATIONS IN THE GULF OF THAILAND

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดำเนินการตรวจเฝ้าระวังผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในอ่าวไทยอย่างต่อเนื่องเป็นประจำทุกปี โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ทราบถึงสถานการณ์และแนวโน้ม การปนเปื้อนของสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเล และเพื่อติดตามสถานการณ์การปนเปื้อนและการสะสมตัว ของสารปรอทและสารหนูในเนื้อเยื่อปลาทะเลหน้าดินบริเวณพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ในปี 2564 ได้มอบหมายให้ภาควิชาวิทยาศาสตร์ทางทะเล คณะประมง มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์เป็นผู้ทำการศึกษา โดยทำการตรวจปริมาณความเข้มข้นของสารปรอทและสารหนูในตัวอย่างน้ำทะเลและปลาทะเลหน้าดินจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จำนวน 9 แหล่ง ได้แก่ นงเยาว์ บงกชเหนือ เบญจมาศ ไพลิน ไพลินเหนือ เอราวัณ จัสมิน มโนราห์ และบัวหลวง โดยสามารถสรุปผลการตรวจเฝ้าระวังดังกล่าว ดังนี้

1. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเลบริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยปริมาณสารปรอทและสารหนูในน้ำทะเลจากทุกแหล่งผลิตมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลในเขตน่านน้ำไทยประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 27 (พ.ศ. 2549) เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกิน 0.1 ไมโครกรัมต่อลิตร และไม่เกิน 10 ไมโครกรัมต่อลิตร ตามลำดับ และไม่พบแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงทางสถิติตั้งแต่ปี 2556-2564

To fully understand the current condition and trends of seawater contamination by mercury and arsenic, as well as cumulation of mercury and arsenic compounds in benthic fish in Gulf petroleum operations areas, DMF has continuously conducted monitoring for these impacts with annual progress reports.

In 2021 DMF officially assigned the Department of Marine Science, Faculty of Fisheries, Kasetsart University, to conduct an environmental impact study, including measurement of the concentrations of mercury and arsenic compounds in seawater and benthic fish around nine fields in the Gulf, namely Nong Yao, Bongkot North, Benchamas, Pailin, Pailin North, Erawan, Jasmine, Manora and Bualuang. The studies can be concluded as follows:

1. Monitoring program of mercury and arsenic compound contaminations in seawater in petroleum operations areas in the Gulf.

The study revealed that the average level of mercury compounds in seawater around all fields in the Gulf does not exceed 0.1 microgram per liter or the standard quality of seawater in Thai Territorial Waters Category 1 and the standard quality of seawater for natural resource conservation, stipulated in the Announcement of the National Environment Board No. 27 B.E. 2549 (2006) on seawater quality standard. The average level of arsenic compounds in seawater in the same areas does not exceed 10 micrograms per liter, using the same standards mentioned above. The study does not foresee a statistical rising tendency over the period of 2013-2021.

2. การตรวจเฝ้าระวังปริมาณสารปรอทและสารหนูในปลาทะเลหน้าดินบริเวณแท่นผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย

ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารปรอทและสารหนูในเนื้อเยื่อปลาทะเลจากแต่ละแหล่งผลิตปิโตรเลียม มีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงสาธารณสุข ฉบับที่ 414 (พ.ศ. 2563) เรื่องมาตรฐานอาหารที่มีสารปนเปื้อน ซึ่งกำหนดไว้ไม่เกิน 0.5 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม และไม่เกิน 2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม ตามลำดับ

2. Monitoring program of mercury and arsenic compound contamination in tissues of benthic fish in petroleum operations areas in the Gulf.

The report also revealed that the average concentration of mercury and arsenic compounds in tissues of benthic fish from every field does not exceed the standard quality stipulated in the announcement of the Ministry of Public Health No. 414, issued under the Food Act B.E. 2563 on Standards for Contaminants in Food: 0.5 milligram per kilogram for mercury and 2 milligrams per kilogram for arsenic, respectively.







Part 6

MALAYSIA-THAILAND JOINT DEVELOPMENT AREA & INTERNATIONAL COOPERATION

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และความร่วมมือระหว่างประเทศ



6.1
พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ภายใต้ พ.ร.บ. องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย พ.ศ. 2533
MTJDA UNDER THE MALAYSIA-THAILAND JOINT AUTHORITY ACT 1990

พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia-Thailand Joint Development Area, MTJDA) มีพื้นที่ประมาณ 7,250 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่บริเวณอ่าวไทยตอนล่าง ซึ่งประเทศไทยและมาเลเซียอ้างสิทธิเขตไหล่ทวีปทับซ้อน หลังจากการเจรจาอย่างต่อเนื่องทั้งสองฝ่ายได้บรรลุข้อตกลงบันทึกความเข้าใจระหว่างราชอาณาจักรไทยและมาเลเซียเกี่ยวกับการจัดตั้งองค์กรร่วมเพื่อแสวงประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติในพื้นดินใต้ทะเลภายในพื้นที่ดังกล่าวในปี 2522 เป็นผลให้มีการจัดตั้งองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia-Thailand Joint Authority, MTJA) ขึ้นในปี 2535 โดยมีที่ตั้งสำนักงานอยู่ ณ กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย มีฐานะเป็นนิติบุคคลที่สรวมสิทธิและความรับผิดชอบแทนรัฐบาลไทยและรัฐบาลมาเลเซียในการสำรวจและแสวงประโยชน์จากปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract, PSC) โดยทั้งสองประเทศจะได้รับผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในสัดส่วนที่เท่ากัน (50:50)

The Malaysia-Thailand Joint Development Area (MTJDA) lies in an overlapping area covering 7,250 sq.km. in the lower Gulf of Thailand where both countries claimed their continental shelf rights. After a series of negotiations, in 1979 the two governments signed a memorandum of understanding (MOU) establishing a joint authority for the exploitation of sea-bed resources in the defined areas. The Malaysia-Thailand Joint Authority (MTJA) was therefore founded in 1992 with a head office in Kuala Lumpur, Malaysia.

As a statutory body, MTJA assumes all rights and responsibilities on behalf of the two governments in petroleum exploration and exploitation in the Joint Development Area (JDA) under production sharing contracts (PSCs). All benefits derived from E&P activities have been equally shared between the two countries.



ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปัจจุบัน

Current PSC Contractors

ในปัจจุบันผู้ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เป็นดังนี้

1. แปลง A-18 : บริษัท Hess Oil Company of Thailand (JDA) Ltd. (ร้อยละ 49.5) และบริษัท Hess Oil Company of Thailand Inc. (ร้อยละ 0.5) จากประเทศไทย และบริษัท PC JDA Ltd. (ร้อยละ 50) จากประเทศมาเลเซีย เป็นผู้ได้รับสัญญา โดยมีบริษัท Carigali Hess Operating Company Sdn. Bhd. (CHOC) เป็นผู้ดำเนินงาน
2. แปลง B-17&C-19 และ B-17-01 : บริษัท PTTEP International Ltd. (ร้อยละ 50) จากประเทศไทย และบริษัท PC JDA Ltd. (ร้อยละ 50) จากประเทศมาเลเซีย เป็นผู้ได้รับสัญญา โดยมีบริษัท Carigali PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) เป็นผู้ดำเนินงาน

The PSC contractors in the MTJDA currently consist of:

1. Block A-18: Hess Oil Company of Thailand (JDA) Ltd. (49.5%), and Hess Oil Company of Thailand Inc. (0.5%) from Thailand, and PC JDA Ltd. (50%) from Malaysia, with Carigali Hess Operating Company Sdn. Bhd. (CHOC) serving as the operator.
2. Block B-17& C-19 and B-17-01: PTTEP International Ltd. (50%) from Thailand and PC JDA Ltd. (50%) from Malaysia, with Carigali PTTEPI Operating Company Sdn. Bhd. (CPOC) serving as the operator.

การดำเนินงานในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2564

JDA Operations in 2021

1. แปลง A-18

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2564 บริษัท CHOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 297.48 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.80 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 816 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 7,678 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติแบ่งเป็นสองส่วนคือ ส่วนแรกส่งเข้าท่อทรานส์ไทย-มาเลเซียขนาด 34 นิ้ว ไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดสงขลาในอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 504 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ส่งเข้าโรงไฟฟ้าจะนะและใช้เป็นเชื้อเพลิง NGV ประมาณวันละ 146 ล้านลูกบาศก์ฟุต ส่วนก๊าซธรรมชาติจำนวนประมาณวันละ 358 ล้านลูกบาศก์ฟุต ถูกส่งเข้าโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ อ. จะนะ แล้วส่งต่อไปยังประเทศมาเลเซีย) และส่วนที่สองส่งเข้าท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองในอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 312 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2564 บริษัท CHOC ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ: บริษัท CHOC มีการหยุดผลิตทั้งระบบ (Total Shutdown) เป็นระยะเวลา 6 วัน ในระหว่างวันที่ 6 - 11 สิงหาคม 2564 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี โดยในช่วงเวลาดังกล่าวไม่มีก๊าซธรรมชาติส่งไปโรงไฟฟ้าจะนะและโรงแยกก๊าซธรรมชาติที่ จ. สงขลา

1. Block A-18

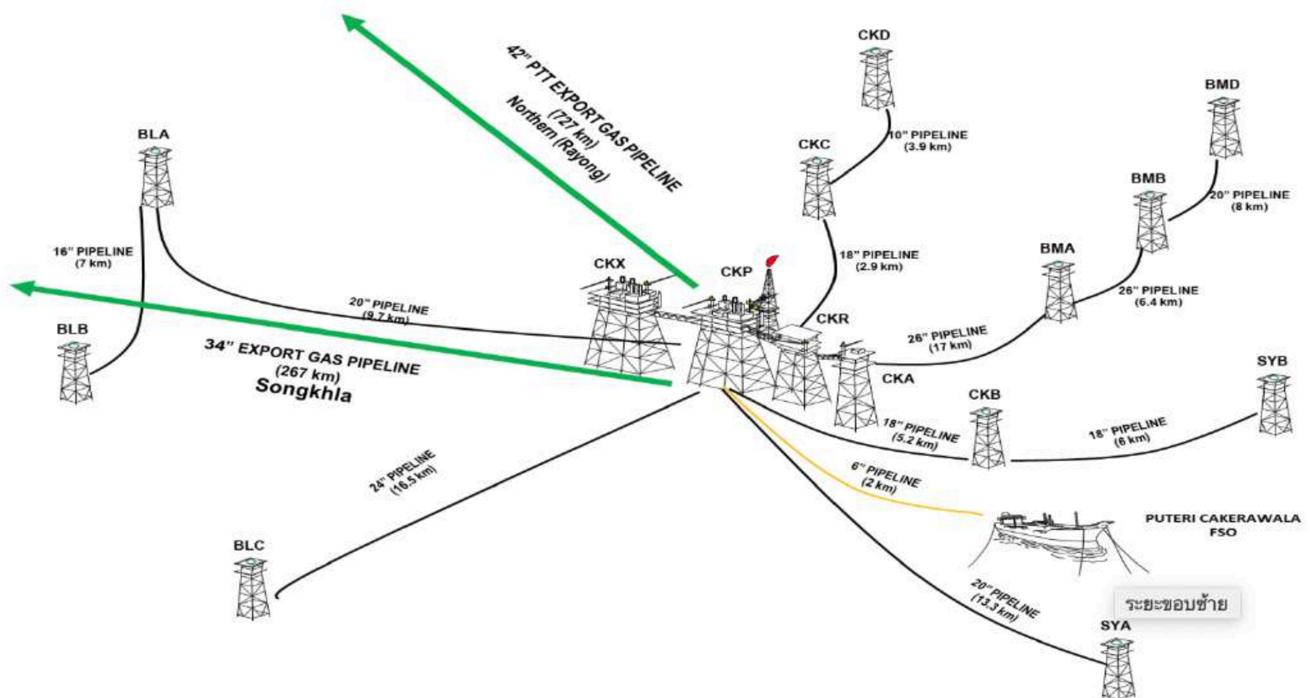
Output: This year CHOC delivered a total of 297.48 BCF (averaging 816 MMscfd) and 2.80 million barrels (averaging 7,678 bpd) of condensate. The gas was split into two portions. The first portion was transported through a 34-inch Trans Thai - Malaysia pipeline to Songkhla at an average of 504 MMscfd (146 MMscfd to Chana Power Plant for NGV and 358 MMscfd to Chana GSP before further transport to Malaysia). The second portion (an average of 312 MMscfd) was transported through a 42-inch pipeline and came ashore at Rayong.

Field Development: This year there was no platform installation by CHOC.

Shutdown: CHOC had a six-day total shutdown from August 6 to 11 this year under planned annual maintenance. As a result, no gas was delivered to Chana Power Plant and GSP in Songkhla.

การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2564 บริษัท CHOC ได้ดำเนินการเจาะหลุม Infill ที่แท่นหลุมผลิต Bulan-C รวมทั้งสิ้น 6 หลุม ได้แก่ หลุม BLC-11 BLC-12 BLC-13 BLC-14 BLC-15 และหลุม BLC-16

Drilling: This year CHOC drilled six infill wells in Bulan-C: BLC-11, BLC-12, BLC-13, BLC-14, BLC-15 and BLC-16.



รูปที่ 1: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง A-18
Figure 1: Block A-18 Field Development Schematic

2. แปลง B-17&C-19 และ B-17-01

การจัดหาปิโตรเลียม : ในปี 2564 บริษัท CPOC สามารถส่งมอบก๊าซธรรมชาติรวม 91.17 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 2.71 ล้านบาร์เรล คิดเป็นอัตราเฉลี่ยประมาณวันละ 250 ล้านลูกบาศก์ฟุต และ 7,428 บาร์เรล ตามลำดับ โดยก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ส่งเข้าท่อขนาด 24 นิ้ว ที่เชื่อมต่อกับท่อขนาด 42 นิ้ว แล้วไปขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองเฉลี่ยประมาณวันละ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุต และส่งเข้าท่อไปประเทศมาเลเซียเฉลี่ยประมาณวันละ 242 ล้านลูกบาศก์ฟุต

การพัฒนาแหล่งผลิต : ในปี 2564 บริษัท CPOC ไม่มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิต

2. Blocks B-17 & C-19 and Block B-17-01

Output: This year CPOC delivered a total of 91.17 BCF (averaging 250 MMscfd) and 2.71 million barrels (averaging 7,428 bpd) of condensate. The gas was transported through a 24-inch pipeline connected to a 42-inch pipeline: 8 MMscfd came ashore at Rayong and 242 MMscfd proceeded to Malaysia.

Field Development: This year there was no platform installation.

การหยุดผลิตก๊าซธรรมชาติ : บริษัท CPOC มีการหยุดผลิตทั้งระบบ (Total Shutdown) เป็นระยะเวลา 10 วัน ในระหว่างวันที่ 27 สิงหาคม – 5 กันยายน 2564 เพื่อซ่อมบำรุงตามแผนงานประจำปี และมีการหยุดผลิตบางส่วน (Partial Shutdown) เป็นระยะเวลา 12 วัน ในระหว่างวันที่ 6 – 17 กันยายน 2564

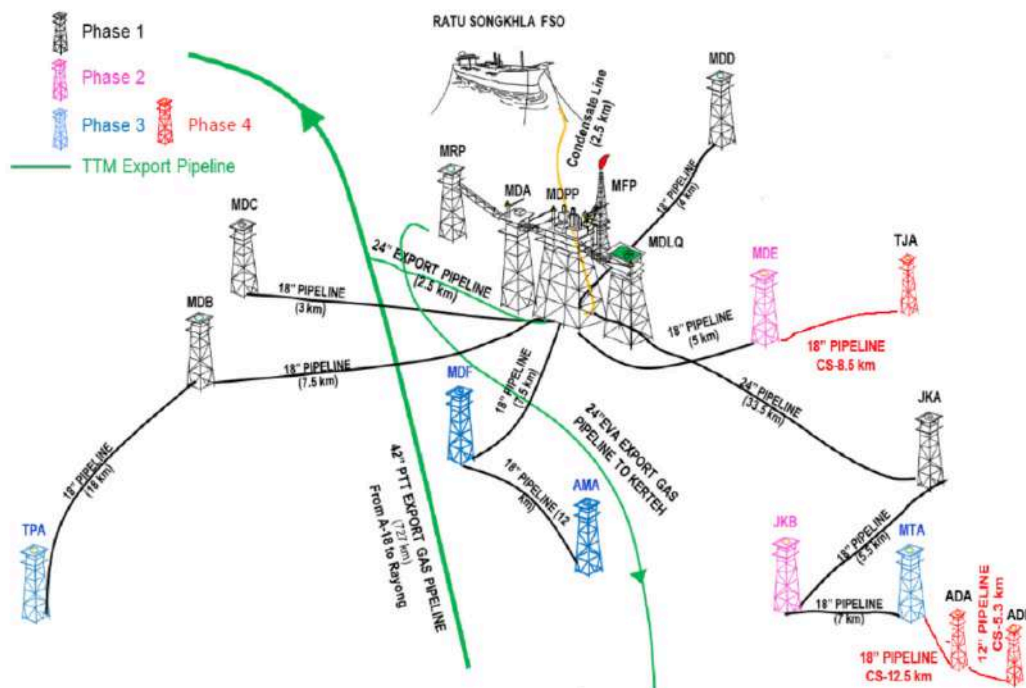
การเจาะหลุมปิโตรเลียม : ในปี 2564 ได้ดำเนินการเจาะหลุมเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในแปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 รวมทั้งสิ้น 14 หลุม ดังนี้

- เจาะหลุม Infill ที่แท่นหลุมผลิต Andalas-B (ADB) จำนวน 3 หลุม ได้แก่ หลุม ADB-01 ADB-09ST และหลุม ADB-14
- เจาะหลุมพัฒนาที่แท่นหลุมผลิต Jengka-B (JKB) จำนวน 4 หลุม ได้แก่ หลุม JKB-04ST JKB-07 JKB-11 และหลุม JKB-16
- เจาะหลุม Infill ที่แท่นหลุมผลิต Tanjung-A (TJA) จำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม TJA-01 และหลุม TJA-03
- เจาะหลุม Infill ที่แท่นหลุมผลิต Andalas-A (ADA) จำนวน 5 หลุม ได้แก่ ADA-04 ADA-07 ADA-11 ADA-12 และหลุม ADA-16

Shutdown: CPOC faced a 10-day total shutdown from August 27 to September 5 this year for planned annual maintenance and a 12-day partial shutdown from September 6 to 17.

Drilling: This year 14 wells were drilled in Blocks B-17 & C-19, and Block B-17-01:

- Three infill wells in Andalas-B (ADB): ADB-01, ADB-09ST and ADB-14
- Four development wells in Jengka-B (JKB): JKB-04ST, JKB-07, JKB-11 and JKB-16
- Two infill wells in Tanjung-A (TJA): TJA-01 and TJA-03.
- Five infill wells in Andalas-A (ADA): ADA-04, ADA-07, ADA-11, ADA-12 and ADA-16.



รูปที่ 2: แสดงตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตแปลง B-17 & C-19 และแปลง B-17-01

Figure 2: Blocks B-17 & C-19 and B-17-01 Field Development Schematic

รายได้ของประเทศจากพื้นที่พัฒนาร่วมฯ ในปี 2564
Revenue

องค์กรร่วมไทย-มาเลเซียทำหน้าที่จัดเก็บรายได้ทั้งหมดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมฯ และนำส่งรายได้ครึ่งหนึ่งให้กับประเทศไทยผ่านทางกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อนำส่งให้กระทรวงการคลังจัดเก็บเป็นรายได้ของแผ่นดินต่อไป โดยในช่วงเดือนมกราคม-ธันวาคม 2564 ได้จัดส่งค่าภาคหลวง ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร และรายได้อื่น ๆ จากแปลง A-18 แปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 เป็นเงินรวม 11,348.96 ล้านบาท

MTJA collected all MTJDA revenue and remitted 50% to the Thai Treasury through DMF. The remitted royalty, profit petroleum, and other associated operating revenues derived from Blocks A-18, B-17 & C-19 and B-17-01 for the calendar year amounted to Baht 11.34896 billion.

หน่วย : ล้านบาท
Unit : Baht Million

รายได้ Revenue	แปลง Block A-18	แปลง Block B-17&C-19	แปลง Block B-17-01
ค่าภาคหลวง Royalty	1,901.64	602.00	395.51
ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร Profit petroleum	6,448.31	1,164.88	825.02
รายได้อื่น ๆ Others	5.89	4.69	1.02
รวม Total	**8,355.84**	**1,771.57**	**1,221.55**



6.2
การเสริมสร้างความร่วมมือกับต่างประเทศ
INTERNATIONAL COOPERATION

การเข้าร่วมประชุมระหว่างประเทศ
International Meetings

1. การประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 39 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 39th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings)

ระหว่างวันที่ 14 - 17 มิถุนายน 2564 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมเจ้าหน้าที่อาวุโสอาเซียนด้านพลังงาน ครั้งที่ 39 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 39th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ โดยมีนายสราวุธ แก้วตาทิพย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ นายสมบูรณ์ วัชระชัยสุรพล และนายวรากร พรหโมบล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมได้มีการกำหนดแนวทางการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (APAEC Phase II) รวมถึงสรุปผลการดำเนินโครงการภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 1 (APAEC Phase I) และโครงการที่จะดำเนินการต่อเนื่องในอนาคต ที่อยู่ภายใต้กรอบความร่วมมือใน 7 สาขา ได้แก่ 1) ด้านการเชื่อมโยงโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าอาเซียน 2) ด้านการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอาเซียน 3) ด้านถ่านหินและเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด 4) ด้านประสิทธิภาพและการอนุรักษ์พลังงาน 5) ด้านพลังงานทดแทน 6) ด้านนโยบายและแผนพลังงานของภูมิภาค และ 7) ด้านพลังงานนิวเคลียร์เพื่อประชาชน โดยที่ประชุมได้ให้ความสำคัญกับความมั่นคงด้านพลังงานและการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานไปสู่พลังงานสะอาด เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและการก้าวสู่สังคมคาร์บอนต่ำในอนาคต โดยเน้นความร่วมมือกับต่างประเทศในการสนับสนุนเงินกองทุนการวิจัยและพัฒนาและเงินลงทุนในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานของอาเซียน รวมถึงการพัฒนาขีดความสามารถด้านเทคโนโลยีและนวัตกรรมพลังงานสะอาด

1. The 39th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings

From June 14 to 17, 2021, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent Secretary, Ministry of Energy, led the Thai delegation in participating in The 39th Senior Officials Meeting on Energy and Associated Meetings via teleconference at Conference Room 2, 15th Floor, Ministry of Energy, with Mr. Sarawut Kaewtathip, DMF Director General, along with Mr. Somboon Vachalachaisulapon and Mr. Warakorn Brahmopala, DMF Deputies Director General. The meeting defined an approach for implementing the APAEC Phase II plan for 2021-2025 and wrapped up project outcomes under the first phase together with other continuing future projects under the scope of cooperation in seven fields, namely connection of the ASEAN Power Grid; connection of the Trans-ASEAN Gas Pipeline; coal and clean-coal technology; energy efficiency and conservation; renewable energy; regional energy policy and plans; and nuclear energy for the people. The meeting particularly valued energy security and energy transition to clean energy so as to lower greenhouse gas (GHG) emissions while pursuing a low-carbon society. To this end, they focused on international cooperation in supporting funds for research & development and investment in developing ASEAN's energy infrastructure as well as capability upgrading for clean-energy technology and innovation.





2. การประชุมสมัยพิเศษระดับรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงานกับรัฐมนตรีว่าการกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรมแห่งญี่ปุ่น (The Special AMEM-METI Consultations)

ในวันจันทร์ที่ 21 มิถุนายน 2564 นายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมสมัยพิเศษระดับรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงานกับ H.E. Mr. Hiroshi Kajiyama รัฐมนตรีว่าการกระทรวงเศรษฐกิจ การค้า และอุตสาหกรรมแห่งญี่ปุ่น (Minister of Economy, Trade and Industry) ผ่านระบบการประชุมทางไกล โดยมีนายวรากร พรหโมบล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยประเทศญี่ปุ่นได้ประกาศแผน Asia Energy Transition Initiative (AETI) ในการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของเอเชีย โดยการสนับสนุนการร่างโรดแมปสำหรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน การให้เงินสนับสนุนจำนวน 10 พันล้านเหรียญสหรัฐในด้านต่าง ๆ เช่น พลังงานทดแทน ประสิทธิภาพของการใช้พลังงาน การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติที่ถูกทำให้เหลว (LNG) รวมถึงการสนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกผ่านทาง Asia CCUS Network

2. The Special AMEM-METI Consultations

On June 21, 2021, Mr. Supattanapong Punmeechaow, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, led the Thai delegation to The Special AMEM -METI Consultations with H.E. Mr. Hiroshi Kajiyama, Japan's Minister of Economy, Trade and Industry, via teleconference. Also in attendance was Mr. Warakorn Brahmopala, DMF Deputy Director General. Japan declared the Asia Energy Transition Initiative (AETI) in supporting Asia's energy transition by advocating a draft roadmap for energy transition and providing USD10 billion in subsidies for alternative energy, energy efficiency, LNG infrastructural development, and technological development for GHG reduction through the Asia CCUS Network.





3. การประชุมระหว่างปลัดกระทรวงพลังงานกับเอกอัครราชทูต COP26 ประจำภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกและเอเชียใต้

ในวันศุกร์ที่ 16 กรกฎาคม 2564 นายกุลิศ สมบัติศิริ ปลัดกระทรวงพลังงาน ได้ประชุมร่วมกับ H.E. Ken O'Flaherty เอกอัครราชทูต COP26 ประจำภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกและเอเชียใต้ (Regional COP26 Ambassador for Asia-Pacific and South Asia) ผ่านระบบการประชุมทางไกล โดยมีนายวิศรุต ตั้งสุนทรขัณฑ์ ผู้อำนวยการกองบริหารกิจการปิโตรเลียมระหว่างประเทศ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยทั้งสองฝ่ายได้หารือในเรื่องการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและการเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศไทย โดยประเทศไทยได้ให้ความสำคัญในเรื่องการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยการลดการใช้พลังงานจากฟอสซิล การส่งเสริมการลงทุนพัฒนาพลังงานทดแทน รวมถึงการศึกษาเพื่อนำเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage : CCUS) มาใช้ในประเทศ

4. การประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงานครั้งที่ 39 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 39th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings)

ระหว่างวันที่ 13 - 16 กันยายน 2564 นายสุพัฒนพงษ์ พันธ์มีเชาว์ รองนายกรัฐมนตรีและรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน เป็นหัวหน้าคณะฝ่ายไทย เข้าร่วมการประชุมรัฐมนตรีอาเซียนด้านพลังงานครั้งที่ 39 และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง (The 39th ASEAN Ministers on Energy Meeting and Associated Meetings) ผ่านระบบการประชุมทางไกล ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 15 กระทรวงพลังงาน ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ โดยมีนายสราวุธ แก้วตาทิพย์ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ นายสมบูรณ์ วัชระชัยสุรพล และนายวรากร พรหโมบล รองอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เข้าร่วมการประชุมดังกล่าว โดยที่ประชุมได้เห็นชอบการดำเนินงานภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงาน ระยะที่ 2 ปี 2564 - 2568 (APAEC Phase II) รวมถึงรับทราบถึงความสำเร็จของการดำเนินโครงการภายใต้แผนปฏิบัติการความร่วมมืออาเซียนด้านพลังงานระยะที่ 1 (APAEC Phase I) ภายใต้กรอบความร่วมมือใน 7 สาขา ได้แก่ 1) ด้านการเชื่อมโยงโครงข่ายสายส่งไฟฟ้าอาเซียน 2) ด้านการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติอาเซียน 3) ด้านถ่านหินและเทคโนโลยี

3. Meeting between the Permanent Secretary, Ministry of Energy, and the Regional COP26 Ambassador for Asia-Pacific and South Asia

On July 16, 2021, Mr. Kulit Sombatsiri, Permanent Secretary, Ministry of Energy, met with H.E. Mr. Ken O'Flaherty, the Regional COP26 Ambassador for Asia-Pacific and South Asia, via teleconference. Also in attendance was Mr. Witsarut Tungsunthornkhan, Director, International Petroleum Management Division. The parties discussed energy transition and Thailand's approach to carbon neutrality. Thailand particularly valued GHG reduction through fossil fuel reduction, investment promotion for alternative-energy development, and investigation of carbon capture utilization and storage (CCUS) technological application in Thailand.

4. The 39th ASEAN Ministers of Energy Meeting and Associated Meetings

From September 13 to 16, 2021, Mr. Supattanapong Punmeechaow, Deputy Prime Minister and Minister of Energy, led the Thai delegation to The 39th ASEAN Ministers of Energy Meeting and Associated Meetings via teleconference at Conference Room 2, 15th Floor, Ministry of Energy, with Mr. Sarawut Kaewtathip, DMF Director General, together with Mr. Somboon Vachalachaisulapon and Mr. Warakorn Brahmopala, DMF Deputies Director General. The meeting endorsed APAEC Phase II Project implementation as well as noting the success of APAEC Phase I implementation under the scope of cooperation in seven fields, namely connection of the ASEAN Power Grid; connection of the Trans-ASEAN Gas Pipeline; coal and clean-coal technology; energy efficiency and conservation; renewable energy; regional energy policy and plans; and nuclear energy for the people. The meeting also acknowledged the progress made in cooperative actions with international organizations,

ถ่านหินสะอาด 4) ด้านประสิทธิภาพและการอนุรักษ์พลังงาน 5) ด้านพลังงานทดแทน 6) ด้านนโยบายและแผนพลังงานของภูมิภาค และ 7) ด้านพลังงานนิวเคลียร์เพื่อประชาชน นอกจากนี้ ที่ประชุมยังได้รับทราบถึงความคืบหน้าของการดำเนินงานภายใต้ความร่วมมือกับองค์การระหว่างประเทศ ได้แก่ ทบวงการพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency (IEA)) และทบวงการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ (International Renewable Energy Agency (IRENA)) รวมถึงการประชุมกับประเทศคู่เจรจา (Dialogue Partner) ในเรื่องความร่วมมือด้านพลังงานของอาเซียน

namely the International Energy Agency (IEA) and the International Renewable Energy Agency (IRENA), together with a meeting with dialogue partners on ASEAN's energy cooperation.



Part 7

PRODUCTION SHARING CONTRACT MANAGEMENT

การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต



7

การบริหารจัดการสัญญาแบ่งปันผลผลิต
PRODUCTION SHARING CONTRACT MANAGEMENT

กระทรวงพลังงานได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นครั้งแรกเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ 2562 จำนวน 2 ฉบับ ได้แก่

1. สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 มีผู้รับสัญญา คือ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ร้อยละ 60 และเป็นผู้ดำเนินงาน) และบริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด (ร้อยละ 40)
2. สัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 มีผู้รับสัญญาและผู้ดำเนินงาน คือ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ร้อยละ 100)

The Ministry of Energy signed its two maiden production sharing contracts (PSCs) on February 25, 2019:

1. PSC No. 1/2562/1 for Exploration Block G1/61 in the Gulf to PTTEP Energy Development Co., Ltd. (60% and operator) and MP G2 (Thailand) Co., Ltd. (40%)
2. PSC No. 2/2562/2 for Exploration Block G2/61 in the Gulf to PTTEP Energy Development Co., Ltd.

การดำเนินงานภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต
Work done under PSCs

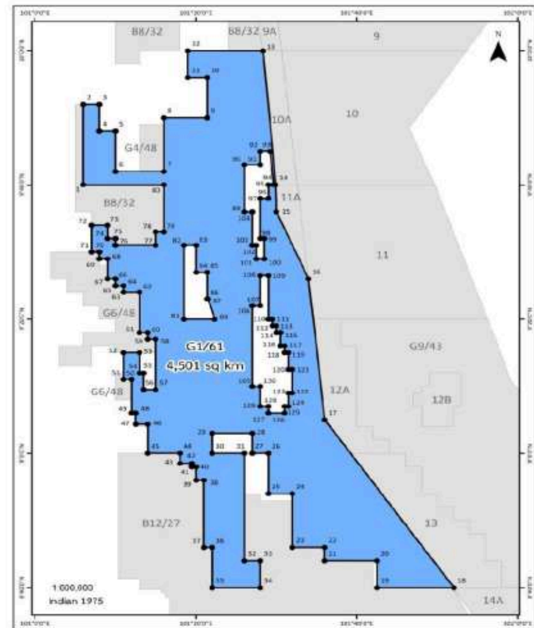
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 1/2562/1 แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 ได้กำหนดข้อผูกพันในการผลิตและขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณขั้นต่ำ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในการนี้ เพื่อให้การผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปได้อย่างต่อเนื่องตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตดังกล่าวผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจึงได้เสนอแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการประจำปี 2564 (Annual Preparation Work Plan: APWP) เพื่อขออนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม โดยแสดงแผนงานและรายการค่าใช้จ่ายตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2564 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2564 ภายใต้วงเงิน 229.808 ล้านดอลลาร์สหรัฐ พร้อมทั้งแผนดำเนินการล่วงหน้า 4 ปี (ปี 2564 - 2567) แผนพัฒนาแหล่ง (Field Development Plan: FDP) และแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2564 (Annual Master Procurement Plan: AMPP) เพื่อประกอบการพิจารณา ซึ่งต่อมาได้รับอนุมัติจากอธิบดีเมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2563 โดยจากภาพรวมของแผนพัฒนาแหล่ง (FDP) ณ เดือนกันยายน 2563 ผู้รับสัญญา มีแผน

Exploration Block G1/61

Under the requirements of PSC No. 1/2562/1, gas sale of at least 800 million cubic feet a day (MMcfd) is required. For uninterrupted production under such requirement, the contractor proposed an annual preparation work plan (APWP) for the year for the director general's approval with the consent of the Petroleum Committee. The plan shows work and expenditure items from January 1 to December 31, 2021, with a ceiling of USD229.808 million along with a four-year work plan for 2021-2024, a field development plan (FDP), and an annual master procurement plan (AMPP) for the year in support of the deliberation. The APWP was approved by the director general on December 9, 2020. Under the FDP overview of September 2020, the contractor commanded plans for 2020-2034 to fabricate and install 91 wellhead platforms, drill 3,646 production wells together with one exploration well and 35 appraisal wells, and employ eight drilling platforms for

สำหรับปี 2563 – 2577 ที่จะสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม จำนวน 91 แท่น เจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมทั้งหมด จำนวน 3,646 หลุม เจาะหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 1 หลุม และเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal well) จำนวน 35 หลุมและมีแผนที่จะใช้แท่นขุดเจาะตลอดสัญญา จำนวน 8 แท่น ซึ่งในช่วงระหว่างปี 2564 ผู้รับสัญญาฯ ได้ดำเนินงานตามแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการประจำปี 2564 และมีการปรับแผนให้สอดคล้องกับสภาวการณ์ที่เปลี่ยนไปในขณะนั้น ซึ่งจากผลการดำเนินงานที่ผ่านมาพบว่าผู้รับสัญญาได้ทำการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตสำหรับแผนการพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A จำนวน 8 แท่น โดยปัจจุบันดำเนินการประกอบแท่นหลุมผลิต (Fabrication) แล้วเสร็จ จำนวน 2 แท่น โดยผู้รับสัญญาได้ดำเนินการสำรวจด้านธรณีฟิสิกส์และธรณีวิศวกรรม (Geophysical Investigation: GSI and Geotechnical Site Survey Investigation: GTI) สำหรับเตรียมติดตั้งแท่นหลุมผลิตตามแผนพัฒนาแหล่งระยะที่ 1B และ 1C นอกจากนี้ ผู้รับสัญญาได้มีการเจรจาข้อตกลงทางการค้าที่เกี่ยวข้องกับการขายปิโตรเลียม เช่น สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sale Agreement: GSA) และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Sale Agreement: CSA) เป็นต้น นอกจากนี้ ตามแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2564 ผู้รับสัญญามีแผนที่จะดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G1/61 ทั้งสิ้น 143 รายการ มูลค่า 1,322.81 ล้านเหรียญสหรัฐ โดยแบ่งออกเป็น การจัดหาสินค้าและบริการเพื่อการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม จำนวน 43 รายการ เพื่อการผลิตและขายปิโตรเลียม 78 รายการ เพื่อการบริหารงาน 1 รายการ และการจัดหาฯ เพื่อการสนับสนุนรายการค่าใช้จ่ายมากกว่าหนึ่งรายการ 21 รายการ เช่น การจัดหาแท่นขุดเจาะตัวที่ 7 (Rig 7) การจัดหาอุปกรณ์ OCTG สำหรับสนับสนุนการเจาะหลุมผลิต การจัดหาเรือกักเก็บน้ำมันดิบ (E2FSO) และการจัดหาสัญญาจ้างบริการเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานนอกชายฝั่งของแปลงสำรวจฯ G1/61 เป็นต้น



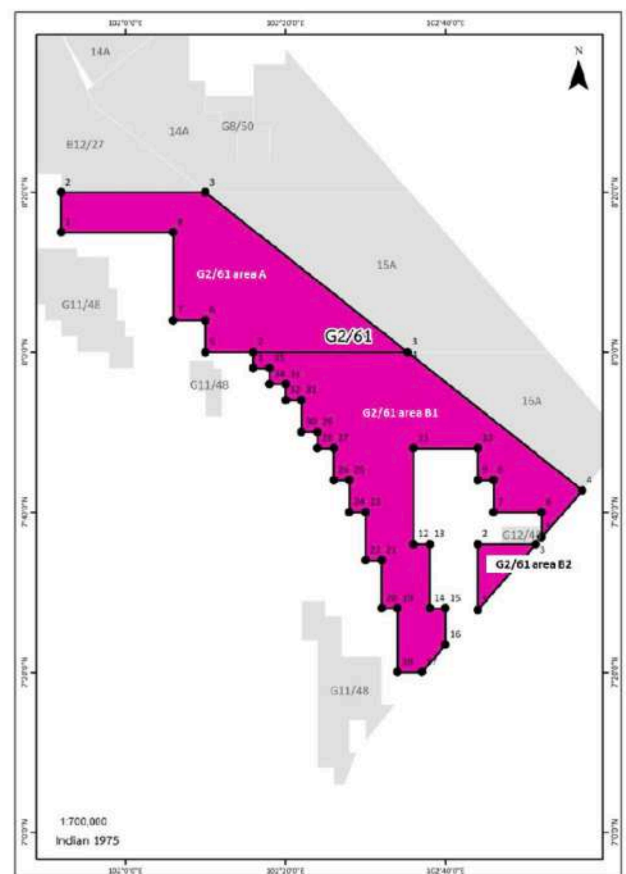
the length of the contract. During the year, the contractor implemented the APWP for 2021, with due adjustments made to suit the prevailing circumstances. DMF found that the contractor had fabricated and installed eight wellhead platforms for the Phase 1A development plan. Today it has completed the fabrication of two platforms. The contractor engaged in geophysical investigation (GSI) and geotechnical site survey investigation (GTI) in the lead-up to the Phase 1B and Phase 1C field development plans. In addition, the contractor was engaged in commercial agreements related to petroleum sale, including a gas sales agreement (GSA) and a condensate sales agreement (CSA). Then, under the master plan for the procurement of goods and services for 2021, the contractor planned such procurement to support E&P for Block G1/61 involving a total of 143 items worth USD1.32281 billion: 43 items for procurement of goods and services for field development, 78 items for petroleum production and sale, one item for administration, and 21 items to support more than one expenditure item, including procurement of Rig 7, OCTG equipment in support of production well drilling, E2FSO floating storage vessel, and a service contract in support of offshore operation for the block.

แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61

ตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตเลขที่ 2/2562/2 ของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ได้กำหนดข้อผูกพันในการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยแบ่งออกเป็น 2 ช่วงคือ ช่วงที่ (1) ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 ถึงวันที่ 7 มีนาคม 2566 กำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และช่วงที่ (2) ตั้งแต่วันที่ 7 มีนาคม 2566 ถึงวันที่ 30 เมษายน 2575 กำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในการนี้ เพื่อให้การผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นไปได้อย่างต่อเนื่องตามข้อกำหนดของสัญญาแบ่งปันผลผลิตดังกล่าว ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตจึงได้เสนอแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการประจำปี 2564 (Annual Preparation Work Plan : APWP) เพื่อขออนุมัติจากอธิบดีโดยความเห็นชอบของคณะกรรมการปิโตรเลียม โดยแสดงแผนงานและรายการค่าใช้จ่ายตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2564 จนถึงวันที่ 31 ธันวาคม 2564 ภายใต้วงเงิน 309.595 ล้านดอลลาร์สหรัฐพร้อมทั้งแผนดำเนินการล่วงหน้า 4 ปี (ปี 2564 – 2567) แผนพัฒนาแหล่ง (Field Development Plan: FDP) และแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2564 (Annual Master Procurement Plan: AMPP) เพื่อประกอบการพิจารณา ซึ่งต่อมาได้รับอนุมัติจากอธิบดี เมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2563 โดยจากภาพรวมของแผนพัฒนาแหล่ง (FDP) ณ เดือนกันยายน 2563 ผู้รับสัญญา มีแผนสำหรับปี 2563 – 2576 ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งหมด จำนวน 47 แท่น เจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมทั้งหมด จำนวน 1,277 หลุม เจาะหลุมสำรวจ (Exploration well) จำนวน 2 หลุม และเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal well) จำนวน 20 หลุมและมีแผนที่จะใช้แท่นขุดเจาะตลอดสัญญา จำนวน 5 แท่น ซึ่งในช่วงระหว่างปี 2564 ผู้รับสัญญาฯ ได้ดำเนินงานตามแผนดำเนินการประจำปีในช่วงเตรียมการประจำปี 2564 และมีการปรับแผนให้สอดคล้องกับสภาวการณ์ที่เปลี่ยนไปในขณะนั้น ซึ่งจากผลการดำเนินงานที่ผ่านมาพบว่า ผู้รับสัญญาได้ทำการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต สำหรับแผนการพัฒนาแหล่งระยะที่ 1A - 1C จำนวนทั้งหมด 10 แท่น และผู้รับสัญญามีแผนที่จะทำการสำรวจด้านธรณีฟิสิกส์และธรณีวิศวกรรม (Geophysical Investigation : GSI and Geotechnical Site Survey Investigation : GTI) รวมถึงดำเนินการเจาะหลุมประเมินผล (Appraisal wells) จำนวน 6 หลุมในช่วงไตรมาส 3 – 4 ของปี 2564 เพื่อศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยาและคำนวน

Exploration Block G2/61

Under the requirements of PSC No. 2/2562/2, obligations for gas production falls into two phases: from April 24, 2022, to March 7, 2023, minimum gas sale of 200 MMcfd, and from March 7, 2023, to April 30, 2032, minimum gas sale of 700 MMcfd. For uninterrupted production under such requirement, the contractor proposed an APWP for the year for the director general's approval with the consent of the Petroleum Committee. The plan shows work and expenditure items from January 1 to December 31, 2021, with a ceiling of USD309.595 million along with a four-year work plan for 2021-2024, an FDP, and an AMPP for the year in support of the deliberation. The APWP was approved by the director general on December 9, 2020. Under the FDP overview of September 2020, the contractor commanded plans for 2020-2033 to install 47 wellhead platforms, drill 1,277 production wells together with two exploration wells and 20 appraisal wells, and



ปริมาณสำรองปิโตรเลียม นอกจากนี้ ในส่วนของการเจรจาข้อตกลงทางการค้าสำหรับเตรียมการขายปิโตรเลียม ผู้รับสัญญาได้มีการเจรจากับผู้ซื้อ เพื่อจัดทำร่างสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sale Agreement : GSA) แล้วเสร็จ และจะดำเนินการจัดทำร่างสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Sale Agreement : CSA) รวมถึงสัญญาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องต่อไป นอกจากนี้ ตามแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2564 ผู้รับสัญญามีแผนที่จะดำเนินการจัดหาสินค้าและบริการเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ทั้งสิ้น 100 รายการ มูลค่า 478.14 ล้านเหรียญสหรัฐ โดยแบ่งออกเป็น การจัดหาสินค้าและบริการเพื่อการสำรวจปิโตรเลียม 2 รายการ เพื่อการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม จำนวน 25 รายการ เพื่อการผลิตและขายปิโตรเลียม 52 รายการ เพื่อการบริหารงาน 1 รายการ และการจัดหาฯ เพื่อการสนับสนุนรายการค่าใช้จ่ายมากกว่าหนึ่งรายการ 20 รายการ เช่น การจัดหาเรือลากจูง (Anchor Handling Tugs : AHTs) 2 ลำ การจัดหาเรือรับส่งพนักงาน (Crew Boat) 4 ลำ การจัดหาแท่นขุดเจาะตัวที่ 6 (Rig 6) การจัดหาน้ำมันดีเซลสำหรับสนับสนุนการผลิตปิโตรเลียม (MGO) และการจัดหาบริการซ่อมบำรุงและอะไหล่สำหรับกังหันส่งกำลัง (Power Turbine) เป็นต้น

การลงทุนภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

จากข้อมูล ณ สิ้นเดือนธันวาคม 2564 ผู้รับสัญญาของแปลงสำรวจฯ G1/61 ได้ทำการจัดหาสินค้าและบริการแล้วเสร็จ 32 รายการ เป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 96.49 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยส่วนใหญ่เป็นการจัดหาสินค้าและบริการเพื่อสนับสนุนงานพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (Field Development) คิดเป็นร้อยละ 34 ในขณะเดียวกัน ผู้รับสัญญาของแปลงสำรวจฯ G2/61 ได้ทำการจัดหาแล้วเสร็จ 37 รายการ เป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 136.92 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยส่วนใหญ่เป็นการจัดหาเพื่อสนับสนุนงานพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (Field Development) คิดเป็นร้อยละ 24 ทั้งนี้ ในการจัดหาสินค้าและบริการตามแผนแม่บทสำหรับการจัดหาสินค้าและบริการประจำปี 2564 ดังกล่าว กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานของรัฐที่มีหน้าที่ติดตามและกำกับดูแลการดำเนินงานของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิต ได้มีส่วนร่วมพิจารณากลั่นกรองกลยุทธ์การจัดหาสินค้าและบริการที่มีมูลค่ามากกว่า 1,000 ล้านบาทด้วยวิธีการประมูล และมูลค่ามากกว่า 350 ล้านบาทด้วยวิธีอื่น ๆ

employ five drilling platforms for the length of the contract. During the year, the contractor implemented the APWP for 2021, with due adjustments made to suit the prevailing circumstances. DMF found that the contractor had fabricated and installed 10 wellhead platforms for the Phase 1A – Phase 1C development plans. The contractor planned to engage in GSI and GTI and drill six more appraisal wells during the last two quarters of 2021 to investigate geological data and evaluate petroleum reserves. In addition, the contractor concluded with the buyer a GSA and will draft a CSA including related agreements. Then, under the master plan for the procurement of goods and services for the year, the contractor planned such procurement to support E&P for Block G2/61 involving a total of 100 items worth USD478.14 million: 2 items for procurement of goods and services for petroleum exploration, 25 items for field development, 52 items for petroleum production and sale, one item for administration, and 20 items to support more than one expenditure item, including procurement of two anchor-handling tugs (AHTs), four crew boats, Rig 6, diesel procurement in support of petroleum production (MGO), and maintenance and parts for power turbines.

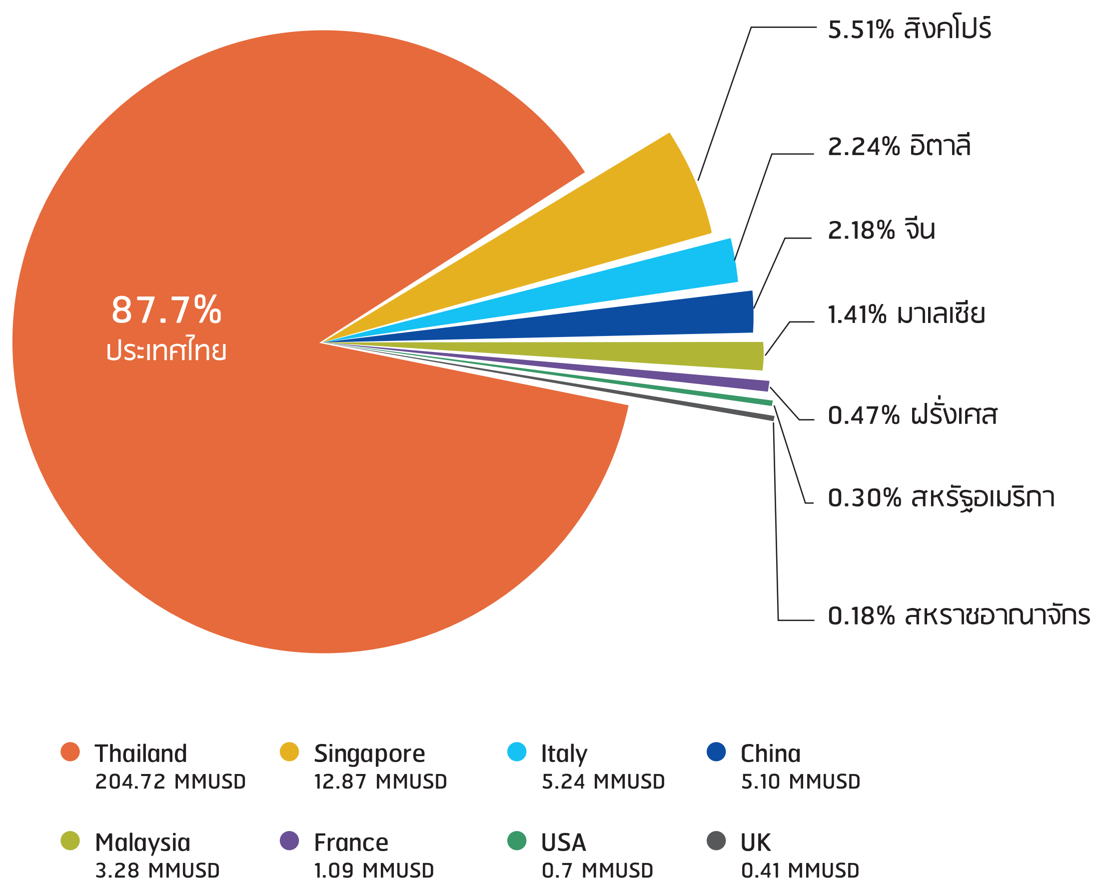
Investment under PSCs

As of the end of December 2021, the G1/61 contractor had completed 32 items under its procurement of goods and services worth USD96.49 million, most of which (34%) were in support of field development. At the same time, the G2/61 contractor had completed 37 items worth USD136.92 million, most of which (24%) were in support of field development. In procuring goods and services under the master plans of 2021, DMF, as the State agency in charge of monitoring and supervising PSC contractors, participated in the screening of their procurement strategies for goods and services worth over 1 billion baht through bidding, and for those worth over 350 million baht through non-bidding methods. That way, contractors'

ที่ไม่ใช่การประมูล เพื่อให้การจัดหาสินค้าและบริการของผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นไปตามมาตรฐานทางเทคนิค โปร่งใส และคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ อีกทั้ง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีนโยบายส่งเสริมให้ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตสนับสนุนสินค้าและบริการจากผู้ประกอบการสัญชาติไทย โดยจากผลการจัดหาสินค้าและบริการในปี 2564 พบว่า ผู้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้งสองรายได้ลงทุนไป 233.41 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยแบ่งเป็นลงทุนในประเทศไทย มูลค่าประมาณ 204.72 ล้านดอลลาร์สหรัฐ คิดเป็นร้อยละ 87 รองลงมาคือลงทุนในประเทศสิงคโปร์ มูลค่าประมาณ 12.87 ล้านดอลลาร์สหรัฐ คิดเป็นร้อยละ 5.5 และลงทุนในประเทศอิตาลี มูลค่าประมาณ 5.24 ล้านดอลลาร์สหรัฐ คิดเป็นร้อยละ 2

procurement of goods and services conformed to technical standards that are transparent and economically viable. DMF's policy is to advocate PSC contractors' support of goods and services from Thai-nationality entrepreneurs. Of the procurement this year, we found that both contractors had invested USD 233.41 million: USD 204.72 million (87%) in Thailand, USD 12.87 million (5.5%) in Singapore, and USD 5.24 million (2%) in Italy.

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนปี 2564
Investment Expenditure in 2021



Part 8

PETROLEUM DATA AND INFORMATION MANAGEMENT

การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม และเชื้อเพลิงธรรมชาติ



8
การบริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติ
PETROLEUM DATA AND INFORMATION MANAGEMENT

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ดำเนินการพัฒนาระบบข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม ระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่าย อย่างต่อเนื่องภายใต้การดำเนินงานของศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร ในฐานะหน่วยงานที่มีหน้าที่บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ ในการสนับสนุนการปฏิบัติงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้มีประสิทธิภาพ เพื่อให้แผนปฏิบัติราชการระยะ 5 ปี วาระแรก 2 ปี พ.ศ. 2564 – 2565 ด้านที่ 1 สร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศและต่างประเทศ และด้านที่ 3 มุ่งสู่การเป็นองค์กรสมรรถนะสูงในการกำกับกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในการยกระดับฐานข้อมูลปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ก้าวไปสู่การเป็นศูนย์กลางองค์ความรู้ด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยสำหรับหน่วยงานของรัฐ สถาบันการศึกษา และผู้ที่สนใจในการศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยา ข้อมูลทรัพยากรปิโตรเลียมและทรัพยากรอื่น ๆ ที่ได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมประสบผลสำเร็จเป็นไปตามแผนที่วางไว้

With direct responsibility for securing petroleum and mineral fuel supplies from indigenous and overseas sources, and for becoming a high-performance state agency and center of excellence for E&P supervision, DMF has developed and continuously upgraded its petroleum data and information system, computer and network systems under the supervision of the Information and Communication Technology Center. Under the first two-year phase (2021-2022) of the full five-year plan, DMF has completed all programs to enable its work processes and efficiency as well as becoming a petroleum data and knowledge center for sharing E&P data in Thailand with all state agencies, academic institutions and interested parties.

การบริหารจัดการข้อมูล
Data Management

1. ติดตามและบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่งให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามมาตรา 76 แห่ง พ.ร.บ. ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานผลการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2561

- การบริหารจัดการข้อมูลธรณีฟิสิกส์ผ่านโปรแกรมบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยทำการตรวจสอบ สำรอง นำเข้า และปรับปรุงฐานข้อมูลธรณีฟิสิกส์ให้มีความถูกต้อง ครบถ้วน เพื่อให้สามารถเข้าถึงและเรียกใช้งานได้สะดวก รวดเร็ว ผ่านระบบฐานข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และระบบระเบียนเทปข้อมูลธรณีฟิสิกส์เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1. Monitoring and management of exploration information reported by concessionaires under Section 76 of the Petroleum Act B.E. 2514 (1971) and its amendments, together with the DMF Notification on Rules, Procedures and Periods for the Submission of Reports on Petroleum Operations B.E. 2561 (2018), which includes:

- Geophysical data management: Geophysical data submitted to DMF by concessionaires are routinely verified for data accuracy and completeness before their uploading onto the DMF central geophysical database, equipped with technologies capable

เพื่อรองรับงานการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอนาคต งานการให้บริการข้อมูลธรณีฟิสิกส์ รวมทั้งรองรับการทำงานในยุคดิจิทัล

- การบริหารจัดการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมที่บริษัทผู้รับสัมปทานนำส่ง จำนวน 268 หลุม ประกอบด้วยพื้นที่บนบกจำนวน 111 หลุม และพื้นที่ในทะเลจำนวน 158 หลุม ทั้งสองพื้นที่เป็นข้อมูลหลุมเจาะประเภทหลุมสำรวจ หลุมพัฒนา และหลุมอัดน้ำ โดยมีโปรแกรมการแสดงผลข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ ที่ใช้ในการตรวจสอบข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะที่ผู้รับสัมปทานนำส่งแก่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน ก่อนนำเข้าฐานข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม

- บริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมผ่านชุดโปรแกรมบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ที่มีการจัดเก็บข้อมูลผ่านอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูลแบบเครือข่าย (Network Attached Storage : NAS) และมีระบบสำรองข้อมูล (Disaster Recovery Site: DR Site) นอกที่ทำการของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน รวมถึงการเพิ่มประสิทธิภาพของวงจรสื่อสารข้อมูลความเร็วสูง (Multi-Protocol Label Switching: MPLS) ให้สามารถจัดเก็บและสำรองข้อมูลให้มีความปลอดภัยและมีเสถียรภาพมากยิ่งขึ้น

- บริหารจัดการอาคารคลังข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำนวน 2 อาคาร ข้อมูลดังกล่าวได้แก่ ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม โดยเฉพาะข้อมูลตัวอย่างหิน โดยมีการบำรุงรักษาระบบงานต่าง ๆ รวมทั้งตัวอาคาร เพื่อให้อาคารมีความมั่นคง ปลอดภัยมีสภาพแวดล้อมที่ดี สะอาด และเหมาะสมต่อการปฏิบัติงาน เพื่อเป็นศูนย์กลางการรวบรวม จัดเก็บ และใช้ประโยชน์จากข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงการให้บริการข้อมูลตามระเบียบการขอใช้ข้อมูลแก่ผู้รับสัมปทาน หน่วยงานของรัฐ สถาบันการศึกษา และผู้ที่สนใจศึกษาข้อมูล

- บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม โดยติดตามข้อมูล ปรับปรุงและเผยแพร่บนเว็บไซต์กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

of sharing data with various users simultaneously for multiple studies, including petroleum potential, to support future licensing and other digital geophysical studies.

- Well data management: There were 268 well datasets submitted by various concessionaires to DMF this year. These 111 onshore and 158 offshore wells are exploration, development and production, along with water injection wells. Well data included not only engineering and drilling data, but also geophysical wireline data, which were verified for accuracy and completeness before storing them on DMF's well database.

- E&P data management: All E&P data submitted to DMF are stored in the network attached storage (NAS) system, with a backup system stored offsite under the disaster recovery system (DR site). Moreover, DMF has increased its storage capacity, safety and stability with a high-speed data network known as multi-protocol label switching (MPLS).

- E&P data warehouse management: Two different E&P data warehouses are routinely well-maintained: a geophysical data warehouse and a well data warehouse. The latter includes well rock data and cuttings maintenance requiring stability, safety, good environmental setting, cleanliness and special design to support workflow efficiency and data sharing with other state agencies, academic institutions and interested parties, including interested concessionaires.

- Petroleum information management: The DMF webpage is daily updated with the most current industry activities and movements, as well as energy news and changes in regulations.

2. การบริหารจัดการข้อมูลภูมิสารสนเทศและข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูล

• เพิ่มประสิทธิภาพการบริหารจัดการ และการบริการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม ให้เป็นไปอย่างต่อเนื่อง ทันสมัย และเหมาะสมกับเทคโนโลยีปัจจุบัน ด้วยการยกระดับฐานข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมระดับกายภาพ เพื่อให้สามารถจัดเก็บ เข้าถึง และเรียกใช้งานข้อมูลได้อย่างสะดวก รวดเร็ว และรองรับการทำงานในยุคดิจิทัลผ่านโปรแกรมบริหารจัดการข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมด้วยโปรแกรม Prosource Suite

• บริหารจัดการข้อมูลเชิงพื้นที่ โดยตรวจสอบและปรับปรุงฐานข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน เช่น พื้นที่ผลิตปิโตรเลียม พื้นที่สงวน และพื้นที่คัดสรร เพื่อเตรียมการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ ผ่านระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสนับสนุนข้อมูลประกอบการตัดสินใจและการวางแผนงานภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

3. การบริหารจัดการระบบคอมพิวเตอร์ระบบเครือข่ายอินเทอร์เน็ตและอินทราเน็ต ติดตั้ง/ซ่อมบำรุงคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ รวมถึงด้านความปลอดภัยของระบบคอมพิวเตอร์และระบบเครือข่ายเพื่อสนับสนุนการทำงานของเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้ปฏิบัติหน้าที่ตามภารกิจที่ได้รับมอบหมายได้อย่างมีประสิทธิภาพ สะดวกรวดเร็ว

• ปรับปรุงระบบ VPN เพื่อสนับสนุนการทำงานแบบ Work from Home ให้สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง

• พัฒนาระบบอ่านบัตรประชาชนเพื่อเชื่อมโยงข้อมูลจากระบบ Linkage Center ช่วยให้เจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเข้าถึงชุดข้อมูลส่วนบุคคลของผู้ที่เข้ามาติดต่อราชการจากฐานข้อมูลของหน่วยงานที่ได้ดำเนินการเชื่อมโยงข้อมูลไว้ ซึ่งเป็นข้อมูลที่ครบถ้วน ถูกต้อง และเป็นปัจจุบันทั้งหมดนี้เพื่อให้ประชาชนได้รับความสะดวกสบายในการใช้บริการ อีกทั้งยังช่วยลดขั้นตอนและระยะเวลาในการประสานงานระหว่างหน่วยงานภาครัฐด้วยกันเอง

• ปรับปรุงและทบทวนข้อควรปฏิบัติในการใช้งานระบบสารสนเทศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเป็นแนวทางในการใช้งานระบบสารสนเทศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้มีความปลอดภัย

2. Petroleum geomatics and information management for data servicing enhancement.

• Installation of Prosource Suite to efficiently manage and service well data, ranging from data collection and storage, to accessing and retrieving data with speed, convenience and accuracy. This installation has significantly made the DMF well database compatible with state-of-the-art database technology.

• Management of spatial data through verification and keeping current of all data, including petroleum production area spatial data, reservation area spatial data, and spatial data of selected areas for E&P licensing. Integrating a geographic information system (GIS), the management of these spatial data is greatly enhanced for various work planning and decision-making of DMF.

3. Management of the computer system, and network of internet and intranet. This includes installation and maintenance of computers and their auxiliaries, together with data and computer as well as network systems safety protection to support DMF work with high efficiency, convenience and speed.

• Improvement of the virtual private network (VPN) to support DMF officers' and staff's uninterrupted 'work from home' during the Covid-19 pandemic.

• Development of the national identification card reader system and data connection via the Linkage Center with the National Digital Identification to authenticate the identity of the individuals coming into contact with DMF. In addition to the authentication, DMF can better provide and faster services more conveniently.

• Reviewing and modernizing of standard procedures for the internal information system, particularly cybersecurity.

• ปรับปรุงและทบทวนแผนรับสถานการณ์ฉุกเฉินจากภัยพิบัติระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Contingency Plan) เพื่อให้ระบบเทคโนโลยีสารสนเทศสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง และมีประสิทธิภาพ และเป็นแนวทางในการดูแลรักษาระบบความมั่นคงปลอดภัยของฐานข้อมูล และระบบสารสนเทศ ให้มีเสถียรภาพพร้อมสำหรับการใช้งาน

• จัดหาและทดแทนอุปกรณ์คอมพิวเตอร์สำหรับใช้งานภายในองค์กรและการทำงานแบบ Work from Home เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงานให้กับเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

• จัดหาอุปกรณ์การประชุมผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์เพื่อให้เพียงพอต่อการจัดประชุมคณะกรรมการ คณะอนุกรรมการหรือคณะทำงานต่าง ๆ ภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รวมทั้งการปรึกษาหารือผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

• จัดหาเครื่องสำรองไฟฟ้าสำหรับห้อง Data Center เพื่อให้การทำงานของระบบต่าง ๆ ของ ชธ. มีความต่อเนื่อง

• จัดทำระบบยืม-คืนครุภัณฑ์ และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ เพื่อช่วยบริหารจัดการครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ใน ชธ. ให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

• จัดทำประกาศนโยบายการใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์เพื่อเป็นแนวทางในการใช้งานที่เหมาะสม

• Revisiting and improving the IT contingency plan for uninterrupted and highly efficient operations. The activities were part of the plan to make department databases and information systems fully safe and reliable at all times.

• Allocation of computer equipment, including those new units and replacement units, for internal use and for officers to work from homes for uninterrupted operation.

• Allocation of an electronic social platform for numerous meetings, including Petroleum Committee, Petroleum Subcommittee, various work committees within the department, and for numerous electronic brainstorming sessions with multiple internal and external parties.

• Allocation of uninterrupted power supplies (UPSs) for the DMF Data Center to ensure system protection from power failures.

• Re-standardizing of the borrowing-returning or circulation system of durable articles and computer equipment to efficiently support DMF operation in a new work environment.

• Issuing of a new policy on the use of computers and auxiliaries in support of the new way of work in line with regulations.

การให้บริการข้อมูล
Data Services

1. การให้บริการการจำหน่ายข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์ที่เปิดเผยแล้ว สำหรับการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 23 ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 20 เส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 1 พื้นที่สำรวจ พร้อมรายงานที่เกี่ยวข้อง

2. ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมภายในกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อรองรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ครั้งที่ 24 ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 6 เส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 11 พื้นที่สำรวจ พร้อมรายงานที่เกี่ยวข้อง

1. Sale of publicly disclosed geophysical survey data to interested parties who indicated willingness to participate in E&P licensing round No. 23, namely 20 lines of 2D seismic data and 1 coverage of 3D seismic data, as well as associated acquisition and interpretation reports.

2. Sharing of geophysical data for geological studies and assessment of petroleum potential in selected areas with many groups within DMF in preparation for E&P licensing round No. 24, namely six lines of 2D seismic data and 11 coverages of 3D seismic data, as well as associated acquisition and interpretation reports.

3. ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับการศึกษาเพื่อการพัฒนาแหล่งน้ำบาดาลระดับลึก พื้นที่ภาคกลางและพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แก่เจ้าหน้าที่กรมทรัพยากรน้ำบาดาล ได้แก่ ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 227 เส้นสำรวจ

4. ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ สำหรับการศึกษาเพื่อประเมินพื้นที่ที่มีศักยภาพ สำหรับเป็นพื้นที่กักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ใต้ผิวดิน พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน แก่ภาควิชาธรณีวิทยา คณะวิทยาศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ได้แก่ข้อมูลการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน ชนิด 2 มิติ จำนวน 19 เส้นสำรวจ ชนิด 3 มิติ จำนวน 3 พื้นที่สำรวจ และข้อมูลความเร็ว

5. ให้บริการข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียมแก่ผู้ขอรับบริการ เพื่อนำไปใช้ศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศไทย ศึกษาการลำดับชั้นหิน คุณสมบัติหินกักเก็บและหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ศึกษาธรณีเคมีของหินต้นกำเนิด ศึกษาลักษณะใต้ผิวดินที่เหมาะสมต่อการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมและประเมินการใช้ประโยชน์สิ่งติดตั้งในแปลงสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 222 หลุม

6. การให้บริการตรวจสอบและจัดทำแผนที่เพื่อสนับสนุนงานเกี่ยวกับการพิจารณาอนุมัติพื้นที่ต่าง ๆ ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จำนวน 242 ฉบับ

7. การให้บริการตรวจสอบพื้นที่ ตรวจสอบค่าพิกัดขอบเขตพื้นที่ที่จะวางและจัดทำผังเมืองรวมชุมชนรวม 36 พื้นที่

8. การเผยแพร่ข้อมูลสารสนเทศผ่านทาง
1) เว็บไซต์ ชธ.
2) รายงานประจำปี
3) สังคมออนไลน์

9. การให้บริการเชื่อมโยงข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมในรูปแบบ Web Service แก่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานและสำนักงานปลัดกระทรวงมหาดไทย

10. การให้บริการข้อมูลสารสนเทศเชื้อเพลิงธรรมชาติผ่าน Internet Website ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยมีการเข้าเยี่ยมชมประจำปี 2564 จำนวน 763,427 ครั้ง

3. Services of geophysical data to officers of the Department of Groundwater Resources to conduct deep aquifer studies in the Central Plains and the Northeast, including 227 lines of 2D seismic data.

4. Services of geophysical data to researchers of the Department of Geology, Faculty of Science, Chulalongkorn University, to assess potential areas in the northern part of Northeastern Thailand for underground carbon capture storage (CCS), including 19 lines of 2D seismic data and 3 coverages of 3D seismic data, as well as seismic velocity reports.

5. Services of 222 well datasets to interested parties to assess general petroleum potential, stratigraphy, reservoir characteristics, source rocks, geochemical studies of source rocks, subsurface geological properties for carbon capture storage, reserve studies, and studies to identify potential uses of numerous installation structures in various petroleum concession blocks.

6. Verification services of 242 documents and maps related to the approval of multiple areas of DMF.

7. Verification services on geomatics and coordinates of 36 areas for various purposes, including land planning.

8. Services on information and data posted on the DMF website, reported in the DMF annual report, and shared on various online social media platforms.

9. Services on petroleum information and data linkage via web services with the Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Energy Policy and Planning Office, and Office of the Permanent Secretary for the Interior.

10. Data sharing services via the DMF Internet Website, with 763,427 visits in 2021.

การเตรียมความพร้อมและการดำเนินงานเพื่อรองรับแผนงานในอนาคตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

Preparation and execution of future work plans

1. จัดเตรียมข้อมูลการสำรวจปิโตรเลียมเพื่อรองรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในรอบถัดไป

2. จัดทำเว็บไซต์สำหรับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในรอบถัดไป

3. เตรียมความพร้อมในการเชื่อมฐานข้อมูลกับศูนย์สารสนเทศพลังงานแห่งชาติ ตามแผนการปฏิรูปประเทศด้านพลังงาน ด้านการบริหารจัดการพลังงานของประเทศ และเป็นไปตามแผนพัฒนารัฐบาลดิจิทัล ข้อมูลนี้จะนำไปใช้ในโครงการใช้ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data) ของกระทรวงพลังงาน

4. จัดทำระบบ e-Participation เพื่อเพิ่มการมีส่วนร่วมและอำนวยความสะดวกแก่ประชาชน โดยการจัดทำช่องทางการแสดงความคิดเห็นต่อประเด็นต่าง ๆ บนหน้าเว็บไซต์

5. จัดทำหน้าสำหรับแสดงข้อมูลการประเมินคุณธรรมและความโปร่งใสในการดำเนินงานของหน่วยงานภาครัฐ เพื่อรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องให้อยู่บนหน้าเดียวกัน และอำนวยความสะดวกในการติดตาม และตรวจสอบข้อมูล

6. ดำเนินการตามนโยบาย พ.ร.บ. การคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล พ.ศ. 2562 โดยจัดทำแถบแจ้งเตือนขอเก็บข้อมูลคุกกี้สำหรับการใช้งานเว็บไซต์ โดยแสดงข้อมูลความยินยอมตามนโยบายข้อมูลส่วนบุคคล และการใช้คุกกี้ ชธ.

7. ปรับปรุงเว็บไซต์ของ ชธ. ให้มีความปลอดภัยจากการคุกคามทางไซเบอร์ และสอดคล้องตามมาตรฐาน OWASP (Open Web Application Security Project) และเป็นไปตาม พ.ร.บ. การรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ พ.ศ. 2562

8. จัดทำแผนการจัดหาครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์ทั้งฮาร์ดแวร์และซอฟต์แวร์ เพื่อทดแทนของเดิมที่เสื่อมสภาพและจัดหาเพิ่มเติมให้สามารถรองรับการทำงานปัจจุบันของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

9. จัดทำโครงการปรับปรุงระบบเครือข่ายและอุปกรณ์เครือข่ายให้มีความทันสมัย รองรับการส่งข้อมูลขนาดใหญ่ และเพิ่มความมั่นคงปลอดภัยของข้อมูลสารสนเทศของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1. Preparation of petroleum potential data for the upcoming E&P licensing round.

2. Preparation of web portal design and contents in support of the upcoming E&P licensing round.

3. Preparation of databases and digital linkage with the National Energy Information Center (NEIC) as part of the national energy reform plan, national energy management plan, support plan for the digital government development plan, as well as part of the Big Data development plan of the Ministry of Energy.

4. Development of an e-Participation system to support public participation activities with good services, including access to public opinions through the DMF website.

5. Development of a single integrated webpage sharing information on integrity and transparency assessment (ITA) of state agencies for the public to track and monitor good governance of state agencies.

6. Development of warning signs and associated cookies on the DMF website, providing options for users and visitors to allow the use of personal data and accept all features associated with the website, in compliance with the Personal Data Protection Act B.E. 2562 (2019).

7. Modification of the DMF website to prevent cyberattacks and conform to the Open Web Application Security Project standard (OWASP) and the Cybersecurity Act B.E. 2562 (2019).

8. Development of procurement and replacement plans for durable articles and computer hardware and software to cope with work under the new normal environment settings, including new units for additional work and replacement of deteriorated units.

9. Initiation of an IT project to modernize the IT network and auxiliaries in preparation for the transmission and delivery of mega data and higher level of cybersecurity for DMF databases.

การดำเนินงานภายใต้ธรรมภิบาลข้อมูล
Data Governance

ตามที่รัฐบาลมีนโยบายและแผนระดับชาติว่าด้วยการพัฒนาดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม และได้มีการบังคับใช้พระราชบัญญัติการบริหารงานและการให้บริการภาครัฐผ่านระบบดิจิทัล พ.ศ. 2562 ซึ่งส่งเสริมและสนับสนุนให้หน่วยงานรัฐมีการนำเทคโนโลยีที่เหมาะสมมาประยุกต์ใช้ในการบริหารราชการแผ่นดิน เพื่ออำนวยความสะดวกแก่ประชาชนในการรับบริการ ติดตามการดำเนินการของรัฐและสามารถนำข้อมูลเปิดของหน่วยงานรัฐไปสร้างประโยชน์ต่อเศรษฐกิจและสังคม โดยในพระราชบัญญัติมีกรอบสำคัญให้หน่วยงานรัฐดำเนินการ ดังนี้

- ให้มีธรรมาภิบาลข้อมูล (Data Governance)
- ให้จัดทำข้อมูลและบริการในรูปแบบดิจิทัล (Digitization)
- ให้เปิดเผยข้อมูลเปิดภาครัฐในรูปแบบดิจิทัล (Open Government Data)

ปี 2564 คณะทำงานธรรมาภิบาลข้อมูลพลังงานและคณะทำงานย่อยฯ ได้ดำเนินการ

1. นำร่องการจัดทำคำอธิบายชุดข้อมูล (Metadata) ภารกิจการจัดเก็บรายได้

2 จัดทำบัญชีข้อมูลของ (ชธ.) เพื่อให้ผู้ใช้ข้อมูลทุกภาคส่วน ที่ต้องการใช้ข้อมูลของ ชธ. สามารถใช้บริการผ่านระบบสารสนเทศในการสืบค้น ร้องขอ เข้าถึงแหล่งที่มาทราบถึงประเภท รูปแบบข้อมูล และเพื่อรวบรวมให้เป็นบัญชีข้อมูลภาครัฐหรือ Government Data Catalog : GD Catalog

3. จัดทำร่างนโยบายและแนวปฏิบัติธรรมาภิบาลข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำหรับเป็นมาตรการและแนวปฏิบัติในการบริหารจัดการข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและเพื่อเป็นการเตรียมความพร้อมสำหรับการดำเนินงานในส่วนอื่น ๆ ภายใต้พระราชบัญญัติดังกล่าวต่อไป

In line with the government policy and the national economic and social digital development plan, as well as the promulgation and enforcement of the Digitalization of Public Administration and Service Delivery Act B.E. 2562 (2019), state authorities have been tasked to support and promote proper technologies with suitable integration with other tools to manage state activities to provide accessibility and convenience for the public to seek and receive services from such authorities, track and monitor state activities, and leverage information disclosed by state authorities for national economic and social development. The key scope of such act focuses on the following:

- The system must be governed with good data governance
- The system must be designed with a digitization format for data preparation and sharing services
- The system must command a sharing format under the Open Government Data.

In 2021, the Data Governance Taskforce and its sub-taskforces had completed the following:

1. Initiation of the development of metadata explaining DMF's mission on petroleum income categories

2. Development of a mineral fuel data ledger to support users on data search by source, category, or data format, and to support the development of the Government Data Catalog (GD Catalog)

3. Development of the DMF data governance policy and standard procedures for DMF officers to adhere to, in preparation for coping with subsequent changes driven by the enforcement of the Digitalization of Public Administration and Service Delivery Act B.E. 2562 (2019).

Part 9

SOCIAL ACTIVITIES AND NETWORKING

กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย



9
กิจกรรมเพื่อสังคมและการสร้างเครือข่าย
SOCIAL ACTIVITIES AND NETWORKING

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบด้านการกำกับ ดูแลการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชน ในพื้นที่ต่าง ๆ เพื่อให้เกิดการสนับสนุนร่วมมือในการดำเนินงานตามภารกิจของกรมให้สามารถเป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ จึงได้ดำเนินโครงการเกี่ยวกับการสร้างและรักษาเครือข่ายด้านปิโตรเลียมกับประชาชนในพื้นที่ต่าง ๆ ภายใต้ชื่อ โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจ และเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับการดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้สามารถเป็นเครือข่ายของกรมฯ ในการนำข้อมูลความรู้ที่ถูกต้องไปเผยแพร่แก่บุคคลอื่นได้ต่อไป โดยในปี 2564 แม้สถานการณ์การแพร่ระบาดของไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) จะส่งผลกระทบทำให้ต้องมีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการดำเนินงานโครงการไปบ้าง เพื่อลดการแพร่ระบาดและป้องกันความเสี่ยงในการแพร่ระบาดของโรคดังกล่าว อย่างไรก็ตามกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติยังคงตระหนักถึงความสำคัญของการสร้างการมีส่วนร่วมของประชาชนในพื้นที่ จึงดำเนินโครงการเกี่ยวกับการสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในพื้นที่ต่าง ๆ เพื่อสร้างความเข้าใจอันดี และก่อให้เกิดความร่วมมือจากประชาชนในพื้นที่อย่างต่อเนื่อง โดยปรับรูปแบบและวิธีการดำเนินงานให้สอดคล้องกับสถานการณ์โรคระบาดที่เกิดขึ้น และเป็นไปตามมาตรการการป้องกันการแพร่ระบาดของเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ซึ่งประกอบด้วย

As the core agency in charge of domestic E&P supervision, DMF values engagement with the people sector of various areas to nurture support and cooperation with its mission. It therefore managed activities for the formation and upkeep of petroleum networks of local residents under a project to bolster confidence, trust, and greater engagement of the people to accommodate E&P project development. The project educates people so that they may command proper understanding of E&P activities and thereby become a network of DMF in spreading it. This year, amid the ongoing COVID-19 pandemic, DMF modified its project format to cut down on potential transmission and ward off associated risks. Still, recognizing the value of local people's engagement, the department proceeded with efforts to relentlessly bolster the public sector's understanding and participation. To this end, it modified the formats and methods to fit the circumstances of the epidemic while complying with measures to stem the transmission.

9.1
โครงการสร้างความเชื่อมั่น ความไว้วางใจและเพิ่มการมีส่วนร่วมของประชาชน เพื่อรองรับการพัฒนาโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
PROJECT TO BOLSTER CONFIDENCE, TRUST, AND GREATER ENGAGEMENT OF THE PEOPLE TO ACCOMMODATE E&P PROJECT DEVELOPMENTT

กิจกรรมรักษาเครือข่ายโดยผ่านคณะทำงานไตรภาคี
Maintenance of networks through tripartite taskforces

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีนโยบายเสริมสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนในการทำงานร่วมกับทางราชการและผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม (ภาคเอกชน) โดยจัดตั้งคณะทำงานในรูปแบบไตรภาคี ซึ่งประกอบไปด้วยผู้แทนของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผู้แทนของบริษัทผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียม และตัวแทนภาคประชาชนในพื้นที่จังหวัดเป้าหมาย เพื่อเพิ่มช่องทางการรับฟังความคิดเห็น และสร้างการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนและ ผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง อันจะนำไปสู่การสร้างความเข้าใจอันดี และร่วมหาแนวทางลดผลกระทบซึ่งอาจเกิดจากการดำเนินกิจการด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้การดำเนินกิจการดังกล่าวเป็นไปด้วยความราบรื่น โดยได้ดำเนินการในพื้นที่ 4 จังหวัด คือ จังหวัดสงขลา จังหวัดชุมพร จังหวัดบุรีรัมย์ และจังหวัดขอนแก่น (อยู่ระหว่างการจัดตั้งคณะทำงานไตรภาคี) ซึ่งทุกพื้นที่ที่ได้ดำเนินโครงการได้มีส่วนส่งเสริมและสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกับกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในพื้นที่ได้เป็นอย่างดี โดยในปี 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดโครงการดังกล่าว ประกอบด้วย 2 กิจกรรม ดังนี้

1. การจัดประชุมคณะทำงานไตรภาคี การจัดประชุมคณะทำงานไตรภาคี จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นการประชุมเพื่อสร้างความรู้ ความเข้าใจเกี่ยวกับสถานการณ์ด้านปิโตรเลียมในปัจจุบัน สร้างความเข้าใจอันดีและหารือแนวทาง ลดผลกระทบที่อาจจะเกิดจากการดำเนินกิจกรรมด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เช่น ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ผลกระทบต่อวิถีชีวิต ผลกระทบต่อการประกอบอาชีพ เป็นต้น ซึ่งทำให้เกิดการแลกเปลี่ยนความคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ ทำให้กรมฯ สามารถนำไปใช้ในการปรับยุทธศาสตร์ และกลยุทธ์ในการดำเนินงานตามภารกิจของกรมให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดต่อไป

DMF's policy is to strengthen engagement with the public sector and petroleum operators by forming a tripartite taskforce of DMF delegates, delegates of petroleum operators (the private sector), and delegates of the people sector in each target province. The purpose is enhanced public-hearing channels and establishment of people engagement as well as that by related parties to lead to better understanding and mitigation approaches for potential E&P impacts to allow smooth work execution. Four provinces have been covered: Songkhla, Chumphon, Buri Ram, and Khon Kaen (under taskforce formation). All areas under this project have seen healthy promotion of cordial relations among DMF and local stakeholders. In 2021 DMF staged this project through two activities:

1. Tripartite taskforce meetings: The tripartite taskforce meeting in Songkhla aimed at fostering knowledge and understanding of current petroleum situations, a good rapport, and consultation about mitigating approaches to E&P activities, including impacts on the environment, lifestyles, and livelihoods. The meeting produced healthy sharing of views, which enabled DMF to refine its strategies for achieving its mission with maximum efficiency.

ทั้งนี้ เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) และรัฐบาลมีมาตรการให้ลดกิจกรรมที่มีการรวมกลุ่มคนจำนวนมาก จึงทำให้สามารถจัดประชุมคณะทำงานไตรภาคีได้เพียง 1 จังหวัด คือ จังหวัดสงขลา โดยมีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการดำเนินงานในอีก 3 จังหวัด เป็นการจัดทำสารคดีเชิงข่าวหรือ Tie in สร้างความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับสถานการณ์ปิโตรเลียม และบทบาทคณะทำงานไตรภาคีในจังหวัด พร้อมเผยแพร่ทางสถานีวิทยุที่เข้าถึงกลุ่มเป้าหมายระดับท้องถิ่น ในพื้นที่จังหวัดที่มีการดำเนินงานไตรภาคี ได้แก่ จังหวัดชุมพร จังหวัดบุรีรัมย์ และจังหวัดขอนแก่น โดยยังคงวัตถุประสงค์ในการสร้างความรู้ความเข้าใจของประชาชนในพื้นที่ ให้เข้าใจเรื่องการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งบทบาทของคณะทำงานไตรภาคีที่เป็นเครือข่าย และเสมือนศูนย์กลางในการให้ข้อมูลที่ถูกต้องแก่ประชาชนในพื้นที่ หากมีข้อกังวลหรือสงสัยเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อสร้างการมีส่วนร่วมในการทำงานเสริมสร้างภาพลักษณ์ที่ดีต่อการดำเนินงานของกรมฯ ซึ่งมีส่วนสำคัญในการช่วยลดปัญหาการคัดค้านและต่อต้านการดำเนินงานด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากประชาชนในพื้นที่ อันเป็นสาเหตุมาจากความไม่เข้าใจข้อเท็จจริงหรือเข้าใจคลาดเคลื่อน ซึ่งจะนำไปสู่การสร้างความเชื่อมั่นในการจัดหาพลังงานเพื่อความมั่นคงของประเทศต่อไป

2. กิจกรรมเพื่อสังคม โดยได้ดำเนินการจัดกิจกรรมเพื่อสังคมใน 4 พื้นที่ได้แก่ จังหวัดสงขลา จังหวัดชุมพร จังหวัดบุรีรัมย์ และจังหวัดขอนแก่น (นามูล ดูนสาด) พื้นที่ละ 1 กิจกรรม ดังนี้

1) กิจกรรม “การวางซั้งกอ สร้างบ้านปลา ฟื้นฟูท้องทะเลไทย” ณ บริเวณสมาคม ประมงพื้นบ้านชายฝั่งอ่าวไทยอำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา

2) กิจกรรม “การวางซั้งกอ สร้างบ้านปลา ฟื้นฟูท้องทะเลไทย และมอบเครื่องกู้ชีพกู้ภัยทางทะเลปากน้ำชุมพร” ณ ท่าเทียบเรือเกาะพิทักษ์ อำเภอหลังสวน จังหวัดชุมพร

3) กิจกรรม “รวมพลัง พลิกฟื้นผืนป่า พลิกเศรษฐกิจชุมชน” ณ องค์การบริหารส่วนตำบลสระบัว อำเภอแคนดง จังหวัดบุรีรัมย์

4) กิจกรรม “ปลูกป่าและมอบลานกีฬาเพื่อสุขภาพ สร้างความสุขที่ยั่งยืน” ณ องค์การบริหารส่วนตำบลดูนสาด อำเภอกระนวน จังหวัดขอนแก่น

Amid the ongoing COVID-19 epidemic and the government’s measure to minimize activities involving large assemblies, only one Songkhla tripartite meeting was held. The three other provinces saw a modified format, namely news documentaries or tie-ins designed to educate the audience on petroleum situations and the role of the tripartite taskforce for the province for broadcasting on radio stations, aimed at local target groups in respective provinces (Chumphon, Buri Ram, and Khon Kaen). Intact were the objective to educate residents on E&P and the tripartite taskforce’s roles of networking and as a clearing house for accurate data for residents if they should have concerns or questions about E&P. This mission would contribute to participation in and promotion of DMF’s good image, which plays a key role in easing residents’ resistance to E&P work stemming from a lack of understanding or inaccurate understanding. Finally, this would lead to confidence in energy supply efforts for national security.

2. Social activities: DMF organized social activities in four areas, namely Songkhla, Chumphon, Buri Ram, and Khon Kaen (Na Mun and Dun Sat), with one activity per area:

1) Fish cage installation and Thai sea restoration, held at the Gulf of Thailand Local Fishery Association, Amphoe Sathing Phra, Songkhla

2) Fish cage installation and Thai sea restoration & donation of marine rescue equipment for Chumphon estuary, held at Ko Pithak Pier, Amphoe Lang Suan, Chumphon

3) United efforts to restore forest areas and overhaul the community economy, held at the Sa Bua Tambon Administrative Organization, Amphoe Khaen Dong, Buri Ram

4) Reforestation and presentation of a sports ground for good health and sustainable happiness, held at the Dun Sat Tambon Administrative Organization, Amphoe Kranuan, Khon Kaen.

ทั้งนี้ การจัดกิจกรรมเพื่อสังคมในแต่ละครั้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้คำนึงถึงการส่งเสริมการมีส่วนร่วมและสอดคล้องกับความต้องการที่แท้จริงของประชาชนในพื้นที่เป็นสำคัญ โดยก่อนการจัดกิจกรรมเพื่อสังคมในแต่ละพื้นที่จะได้มีการจัดประชุม หารือกับคณะทำงานไตรภาคีในพื้นที่นั้น ๆ เพื่อรับฟังความคิดเห็น และทราบความต้องการของประชาชนในพื้นที่ ซึ่งกิจกรรมเพื่อสังคมที่จัดขึ้นจะมีความหลากหลาย ครอบคลุมความต้องการของประชาชนในพื้นที่อย่างทั่วถึง เช่น การพัฒนาและส่งเสริมอาชีพหรือฝึกอาชีพ เพื่อเพิ่มคุณภาพชีวิตของประชาชนในพื้นที่การรักษาสิ่งแวดล้อม เป็นต้น

In holding each activity, DMF paid due regard to the promotion of engagement and alignment with true local needs of the people. Before each activity took place, a consultative meeting was held with the area's tripartite taskforce to hear views and needs of local residents. These activities were diverse, thoroughly catering to local needs, including livelihood improvement and promotion to raise the quality of lives in the areas and environmental preservation.





กิจกรรมสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่

Educational activities on the new E&P bid rounds

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นหน่วยงานภายใต้กระทรวงพลังงาน ซึ่งมีภารกิจในการส่งเสริม สนับสนุน และเร่งรัดการจัดหาพลังงานโดยการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ พร้อมทั้งบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม จากกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อสร้างและรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน โดยได้มีแผนดำเนินการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ในทะเลอ่าวไทย เพื่อเพิ่มโอกาสในการแสวงหาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ ๆ ของประเทศไทย ซึ่งสอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์การสร้างความมั่นคงในการจัดหาเชื้อเพลิงธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศ รวมถึงเพื่อรักษาระดับการผลิตปิโตรเลียมในประเทศไม่ให้ลดลง ลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และสร้างรายได้ให้กับประเทศ ทั้งในรูปแบบค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เป็นต้น ตลอดจนก่อให้เกิดการสร้างงานสร้างอาชีพทั้งในอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงอุตสาหกรรมและธุรกิจต่อเนื่องอื่น ๆ นอกจากนี้ ยังช่วยให้เกิดการพัฒนาและถ่ายทอดเทคโนโลยีการสำรวจใหม่ ๆ เพื่อเพิ่มศักยภาพการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศด้วย

ทั้งนี้ การดำเนินการดังกล่าวจำเป็นต้องมีการสร้างความเข้าใจที่ถูกต้องเพื่อสร้างการมีส่วนร่วม กับประชาชนในพื้นที่ ให้สามารถถ่ายทอดความรู้ที่ถูกต้องไปยังกลุ่มคนต่าง ๆ เพื่อสร้างการสนับสนุน ขับเคลื่อนให้การเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้อย่างมีประสิทธิภาพ

โดยในปี 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดให้มีการดำเนินการจัดกิจกรรมสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่แก่กลุ่มเป้าหมายในพื้นที่ 5 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ สุราษฎร์ธานี นครศรีธรรมราช ปัตตานี และนราธิวาส ภายใต้มาตรการการป้องกันและลดการแพร่ระบาดของโรคไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ประกอบด้วย

- การจัดทำเอกสารเผยแพร่ โดยแจกจ่ายให้กับกลุ่มเป้าหมาย อาทิ ผู้แทนส่วนจังหวัด ผู้นำท้องถิ่น ผู้นำชุมชน และประชาชนในพื้นที่เป้าหมาย 5 จังหวัด
- การจัดทำสารคดีวิทยุ หรือ Tie in ความรู้เกี่ยวกับการเปิดให้ยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ พร้อมเผยแพร่ทางสถานีวิทยุที่เข้าถึงกลุ่มเป้าหมายระดับท้องถิ่น ในพื้นที่เป้าหมาย 5 จังหวัด

DMF is an arm of the Ministry of Energy with a mission to advocate, support, and speed up energy supply procurement through domestic exploration and development of mineral fuels; it also manages aspects of E&P occupational health, safety, and environment to foster and maintain national energy security in an efficient and sustainable way. DMF planned to launch a new bid round for the Gulf of Thailand to add opportunities for discovery of new petroleum deposits. This aligns with the strategic plan to foster security for indigenous mineral fuels, maintain domestic petroleum outputs, lower energy imports, generate national revenue (royalty and petroleum income tax, among others), and generate jobs in the E&P business as well as downstream and related industries. In addition, DMF's efforts enable development and transfer of emerging exploration technologies to grow the capability of domestic E&P.

Such efforts call for proper education to nurture local public engagement, for they need to be able to transfer accurate knowledge to various groups of people to in turn efficiently galvanize support and drive the launch of bid rounds as planned.

This year, DMF staged educational activities on the new bid round for target groups in Prachuap Khiri Khan, Surat Thani, Nakhon Si Thammarat, Pattani, and Narathiwat, under the COVID-19 preventive and mitigative measures, consisting of:

- Publicity documents: These were handed out to target groups, including provincial representatives, local leaders, community leaders, and the public in five target provinces
- Radio documentaries (tie-ins) on the launch of a new bid round: These were broadcast on radio for local target groups in the five target provinces.

9.2

โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย

FLAGSHIP PROJECT

โครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย เป็นส่วนหนึ่งในการสร้างเครือข่ายด้านปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อเสริมสร้างและขยายเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย ด้วยการบูรณาการการทำงานร่วมกับทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องในพื้นที่ที่คาดว่าจะเปิดให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรอบใหม่ในอนาคต มุ่งให้เกิดความร่วมมือในการสนับสนุนภารกิจด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการมีส่วนร่วมของภาคประชาชนและชุมชน ให้ได้รับรู้ข้อมูลข่าวสารที่ถูกต้องจากหน่วยงานของภาครัฐ เข้าใจกระบวนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และตระหนักถึงความจำเป็นในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศ รวมถึงร่วมเป็นเครือข่ายสนับสนุนและมีส่วนร่วมขับเคลื่อนงานตามภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยมีกลุ่มเป้าหมาย คือ เจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัด ผู้นำชุมชน ผู้นำท้องถิ่น ผู้นำกลุ่มและประชาชนในพื้นที่เป้าหมาย ประกอบด้วย จังหวัด ขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม และมุกดาหาร ซึ่งการดำเนินงานในโครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมาย ได้รับความร่วมมืออย่างดียิ่งจากเครือข่าย แกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียม รวมถึงกลุ่มผู้นำกลุ่ม และตัวแทนชุมชน มีผลการดำเนินงานสรุปได้ ดังนี้

1. จัดประชุมเชิงปฏิบัติการเพื่อชี้แจงกรอบการดำเนินงานและแลกเปลี่ยนแนวทางการดำเนินงานของโครงการร่วมกันกับเจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัด (สพจ.) เพื่อให้ สพจ. สามารถขับเคลื่อนงานร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติให้บรรลุเป้าหมายได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยลงพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม และมุกดาหาร มีผู้เข้าร่วมประชุมทั้งหมด จำนวน 32 คน พร้อมมอบคู่มือปฏิบัติงานสำหรับการดำเนินงานในพื้นที่

Known by the codename Flagship Project, this endeavor forms part of the network creation of the Department of Mineral Fuels (DMF) to enhance and grow petroleum networks in target areas with integrated actions taken with all related sectors in areas where exploration and production (E&P) rights are likely to be awarded. The project strives for cooperation in supporting DMF’s petroleum E&P mission together with engagement of the public and communities for accurate information from government agencies, appreciation of the E&P process, awareness of the need for domestic E&P, and participation in the network supporting and engaging in the driving of DMF’s mission. The target groups are provincial energy officers, community leaders, local leaders, group leaders, and the public in target areas, namely Khon Kaen, Chaiyaphum, Nakhon Phanom, and Mukdahan. Flagship Project work in these areas has garnered excellent cooperation from such network leaders, group leaders, and community representatives. Below is a summary of project outcomes.

1. A workshop to clarify the scope of work and share project implementation approaches with provincial energy officers so that the provincial energy offices may drive this work with DMF to efficiently achieve goals. To this end, our four target provinces were Khon Kaen, Chaiyaphum, Nakhon Phanom, and Mukdahan. A total of 32 people took part in the workshop. A manual was given to each for site work.

2. จัดกิจกรรมอบรมเจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัดในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม และมุกดาหาร ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อทบทวนสื่อสาร การสร้างความเข้าใจในองค์ความรู้ความจริงด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ให้สามารถเป็นวิทยากรพื้นที่เผยแพร่ความรู้กับเครือข่ายด้านปิโตรเลียม และมีการประเมินวัดผลการรับรู้ความรู้ด้านปิโตรเลียมของเจ้าหน้าที่ สพจ. ก่อนและหลังการจัดกิจกรรมอบรม โดยมีเจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัดเข้าร่วมกิจกรรม จำนวน 21 คน

3. จัดกิจกรรมอบรมติวเข้มแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม และมุกดาหาร ด้วยการถ่ายทอดส่งต่อองค์ความรู้ความจริงด้านปิโตรเลียมแบบเข้มข้น (Focus Group) ร่วมกับสำนักงานพลังงานจังหวัด และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้แกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมนำความรู้จากการอบรมไปเผยแพร่สู่ชุมชนในพื้นที่ให้มีความรู้ความเข้าใจ เรื่องการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ถูกต้อง รวมทั้งมีการประเมินผลทดสอบความรู้ความเข้าใจที่ได้รับจากการอบรมก่อนและหลังจัดกิจกรรมอบรม โดยมีแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมเข้าร่วมกิจกรรมทั้งหมด จำนวน 61 คน

4. จัดกิจกรรมเผยแพร่ความรู้ปิโตรเลียมสู่ชุมชนของแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย 4 จังหวัด ได้แก่ จังหวัดขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม และมุกดาหาร โดยบูรณาการการทำงานร่วมกับสำนักงานพลังงานจังหวัดในการจัดกิจกรรม การคัดเลือกพื้นที่ และการคัดเลือกกลุ่มเป้าหมายที่เข้าร่วมเป็นเครือข่ายด้านปิโตรเลียม โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้แกนนำเครือข่ายได้ถ่ายทอดความรู้ความจริงด้านปิโตรเลียมสู่ชุมชน เช่น ความรู้ด้านปิโตรเลียมเกี่ยวกับสถานการณ์พลังงานในปัจจุบัน ความจำเป็นในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ การกำกับดูแลและการจัดการสิ่งแวดล้อม และประโยชน์ที่ได้รับจากกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และมีการจัดทำแบบประเมินวัดระดับความรู้ความเข้าใจก่อนและหลังจัดกิจกรรมอบรม โดยมีการจัดกิจกรรมตามความเหมาะสมและมาตรการการควบคุมโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ของแต่ละจังหวัด ซึ่งมีผู้นำชุมชน ผู้นำท้องถิ่นและประชาชนเข้าร่วมกิจกรรม รวมจำนวน 238 คน

2. Training was provided to provincial energy officers of the four target provinces through electronic media to review, communicate, and educate them about E&P facts and education so that they may become instructors in their respective provinces and share knowledge with respective networks. Pre-training and post-training evaluation was given to gauge their knowledge retention. A total of 21 provincial energy officers took part in the training.

3. Intensive training for petroleum network leaders in the four target provinces was provided, where the focus groups were tutored along with provincial energy and DMF officers through electronic media. The objective was to enable the network leaders to share knowledge with target communities so that these communities may command accurate mastery of petroleum E&P facts. Pre-training and post-training evaluation was given to gauge their knowledge retention. A total of 61 network leaders attended this activity.

4. Education for petroleum network leaders in the four target provinces was provided. The effort represented integration of work with provincial energy officers in activity organization, area selection, and target group selection for the petroleum networks. The objective was for the network leaders to share petroleum facts and knowledge with their respective communities, including knowledge of current energy situations, necessity for domestic E&P, environmental supervision and management, and benefits derived from petroleum E&P. Pre-training and post-training evaluation was given to gauge their knowledge retention. Note that the training was held under the COVID-19 control measures of respective provinces. A total of 238 community leaders, local leaders, and the public attended the activities.

ผลการดำเนินการจัดทำโครงการบูรณาการการทำงานเชิงพื้นที่ร่วมกับภาคส่วนต่าง ๆ ในพื้นที่เป้าหมายโดยรวม สามารถดำเนินการงานได้บรรลุวัตถุประสงค์ของโครงการ แต่การสร้างแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมประสบความสำเร็จในระดับหนึ่ง เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของไวรัสโคโรนา 2019 (COVID-19) ส่งผลให้ต้องมีการปรับรูปแบบของกิจกรรมและแผนการดำเนินงานให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เกิดขึ้น โดยการจัดกิจกรรมติวเข้มแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมและกิจกรรมเผยแพร่ความรู้ปิโตรเลียมสู่ชุมชนของแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ และจากผลประเมินวัดระดับความรู้ด้านปิโตรเลียม เจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัดและแกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในฐานะวิทยากรพื้นที่มีความสามารถถ่ายทอดส่งต่อองค์ความรู้ด้านปิโตรเลียมสู่ชุมชน และชุมชนมีความรู้ความเข้าใจด้านปิโตรเลียมเพิ่มมากขึ้น

ผลลัพธ์ที่ได้จากการจัดทำโครงการ คือ เจ้าหน้าที่สำนักงานพลังงานจังหวัด แกนนำเครือข่ายด้านปิโตรเลียมในพื้นที่เป้าหมาย ได้แก่ จังหวัดขอนแก่น ชัยภูมิ นครพนม และมุกดาหาร สามารถเป็นวิทยากรและเป็นแกนนำสำคัญในการขับเคลื่อนกิจกรรมเผยแพร่ข้อมูลส่งต่อความรู้ด้านปิโตรเลียม อีกทั้ง ประชาชนในพื้นที่เป้าหมายได้รับรู้ข้อมูลข้อเท็จจริงที่ถูกต้องเกี่ยวกับการดำเนินกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ซึ่งจะก่อให้เกิดความร่วมมือ ร่วมเป็นเครือข่ายสนับสนุนและมีส่วนร่วมในการดำเนินงานตามภารกิจของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรองรับการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่จะเกิดขึ้นในพื้นที่ต่อไป

As for the Flagship Project outcomes, the objectives were considered achieved, whereas the creation of petroleum networks registered limited success due to the COVID-19 pandemic, which altered the activity formats and plans. To elaborate, intensive training for the network leaders as well as community education on petroleum knowledge had to be done electronically. Based on our evaluation of knowledge retention, however, the provincial energy officers and the network leaders, as site experts/instructors, developed greater ability to transfer petroleum knowledge to communities, which now commanded greater knowledge about petroleum.

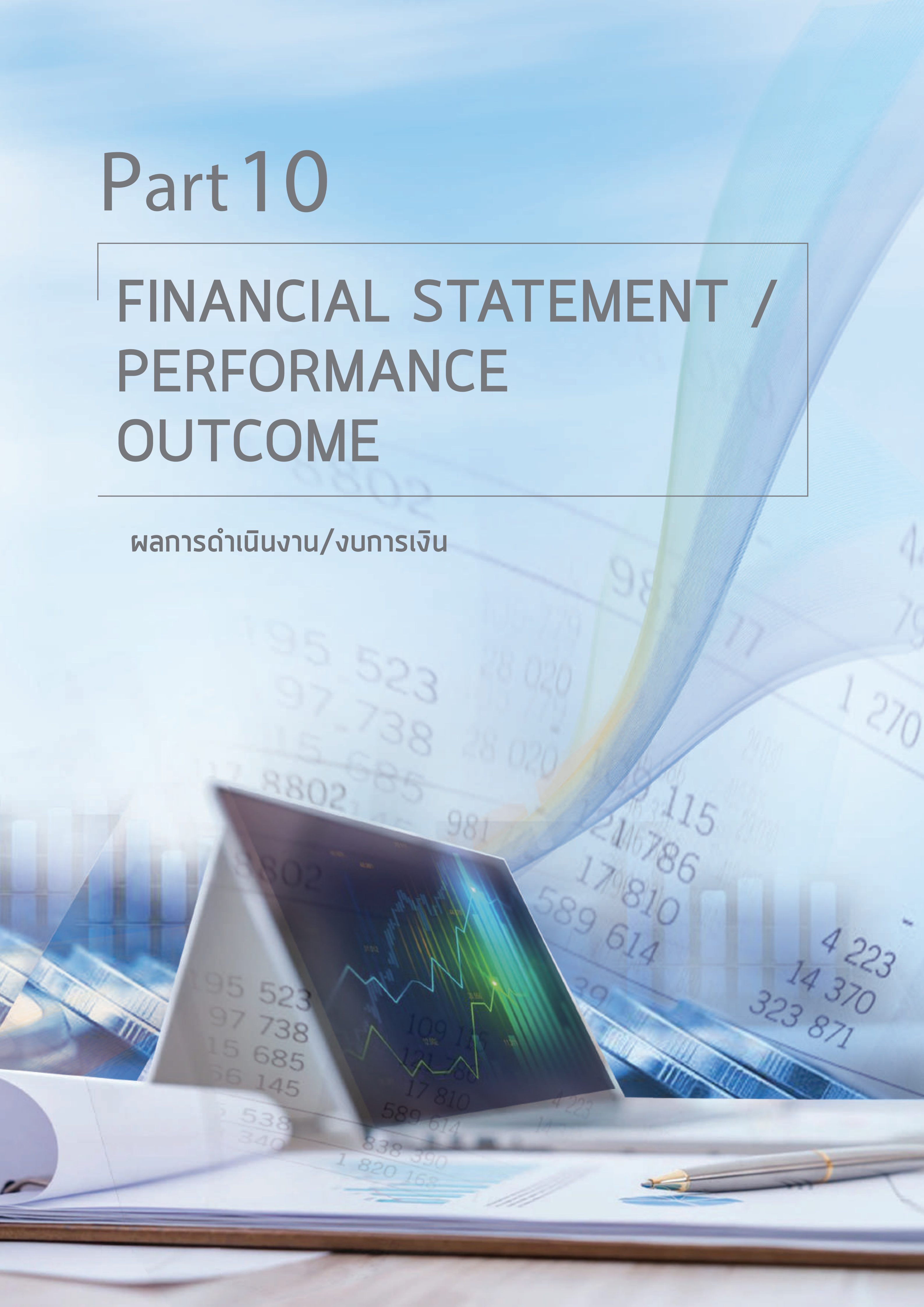
Encouragingly, the provincial energy officers and the petroleum network leaders in target provinces, namely Khon Kaen, Chaiyaphum, Nakhon Phanom, and Mukdahan, are now able to competently serve as experts/instructors as well as core leaders for driving petroleum knowledge-sharing activities. What is more, the target province population has become more exposed to facts about domestic E&P, which will in turn forge cooperation and participation in networks to support and engage in DMF's fulfillment of its mission, thus sustaining future E&P work in their respective provinces.


การขนส่งปิโตรเลียม
ในประเทศไทย
การผลิตปิโตรเลียม
ในประเทศไทย
แหล่งปิโตรเลียม
ในประเทศไทย
การกำเนิดปิโตรเลียม









Part 10

FINANCIAL STATEMENT / PERFORMANCE OUTCOME

ผลการดำเนินงาน/งบการเงิน

10.1
งบแสดงฐานะทางการเงิน
STATEMENT OF FINANCIAL POSITION

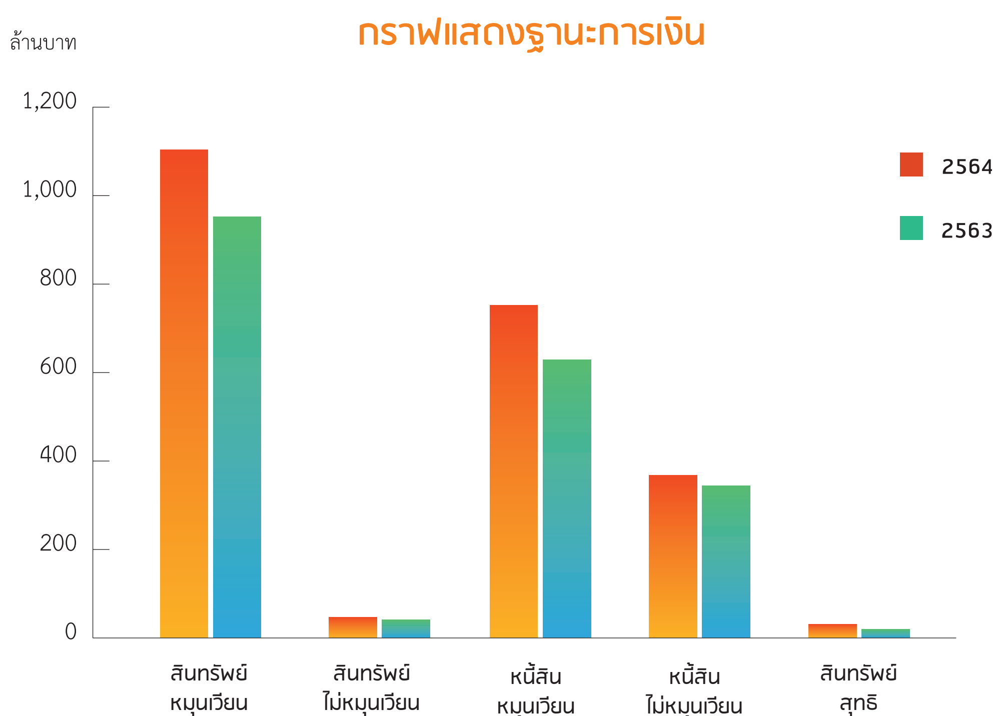
หน่วย : บาท

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	หมายเหตุ	2564	2563
สินทรัพย์			
สินทรัพย์หมุนเวียน			
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	5	1,102,542,875.15	945,144,296.08
ลูกหนี้อื่นระยะสั้น	6	1,047,247.87	6,318,851.50
วัสดุคงเหลือ		517,400.25	987,051.74
รวมสินทรัพย์หมุนเวียน		**1,104,107,523.27**	**952,450,199.32**
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน			
ลูกหนี้ระยะยาว	7	5,024,128.83	5,024,128.83
ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์	8	27,294,118.70	28,408,653.58
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	9	14,351,580.33	7,308,413.82
รวมสินทรัพย์ไม่หมุนเวียน		**46,669,827.86**	**40,741,196.23**
รวมสินทรัพย์		**1,150,777,351.13**	**993,191,395.55**
หนี้สิน			
หนี้สินหมุนเวียน			
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	10	102,164,466.52	138,771,547.84
เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	11	9,040,960.60	21,145,816.75
เงินรับฝากระยะสั้น	12	640,932,680.86	469,231,171.56
รวมหนี้สินหมุนเวียน		**752,138,107.98**	**629,148,536.15**
หนี้สินไม่หมุนเวียน			
หนี้สินระยะยาว	13	5,024,128.83	5,024,128.83
รายได้รอการรับรู้ระยะยาว	14	361,472,890.68	338,274,806.17
เงินทดรองราชการรับจากคลังระยะยาว		1,000,000.00	1,000,000.00
รวมหนี้สินไม่หมุนเวียน		**367,497,019.51**	**344,298,935.00**
รวมหนี้สิน		**1,119,635,127.49**	**973,447,471.15**

หน่วย : บาท

งบแสดงฐานะการเงิน ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	หมายเหตุ	2564	2563
สินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน			
ทุน		21,361,504.14	21,361,504.14
รายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	16	9,780,719.50	(1,617,579.74)
รวมสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		**31,142,223.64**	**19,743,924.40**
รวมหนี้สินและสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน		**1,150,777,351.13**	**993,191,395.55**

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้



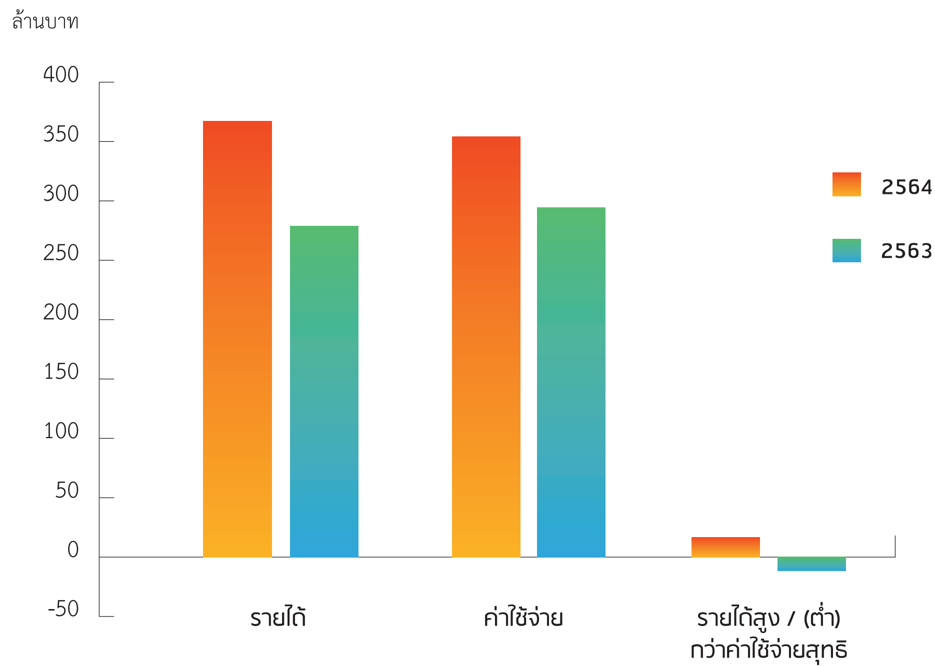
10.2
งบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน
FINANCIAL PERFORMANCE STATEMENTS

หน่วย : บาท

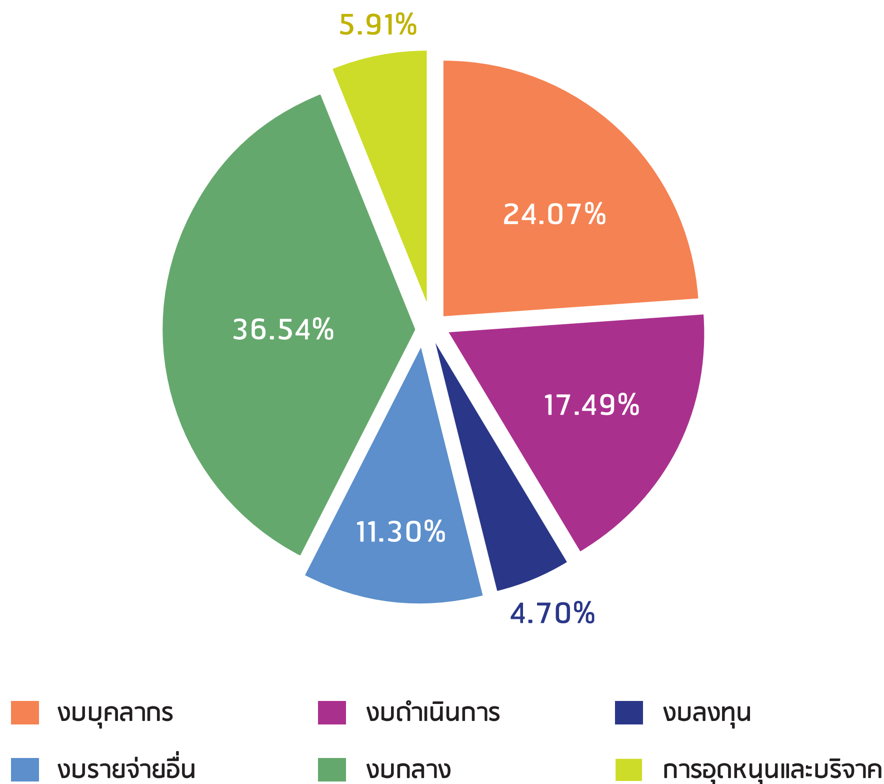
งบรายได้และค่าใช้จ่าย ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	หมายเหตุ	2564	2563
รายได้			
รายได้จากงบประมาณ	17	342,951,161.14	238,450,297.66
รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	18	21,699,727.49	37,662,500.15
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		-	193,500.00
รวมรายได้		**364,650,888.63**	**276,306,297.81**
ค่าใช้จ่าย			
ค่าใช้จ่ายบุคลากร	19	101,689,666.35	94,560,089.33
ค่าบำเหน็จบำนาญ	20	32,630,567.93	33,003,184.46
ค่าตอบแทน		42,000.00	73,000.00
ค่าใช้สอย	21	186,608,855.71	134,815,042.44
ค่าวัสดุ	22	1,385,280.70	2,356,871.39
ค่าสาธารณูปโภค	23	6,214,187.13	4,451,367.39
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	24	26,799,501.57	21,117,294.89
ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนและบริจาค		182,530.00	3,690,000.00
ค่าใช้จ่ายอื่น	25	(2,300,000.00)	454,140.00
รวมค่าใช้จ่าย		**353,252,589.39**	**294,520,989.90**
รายได้(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ		**11,398,299.24**	**(18,214,692.09)**

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

กราฟแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน

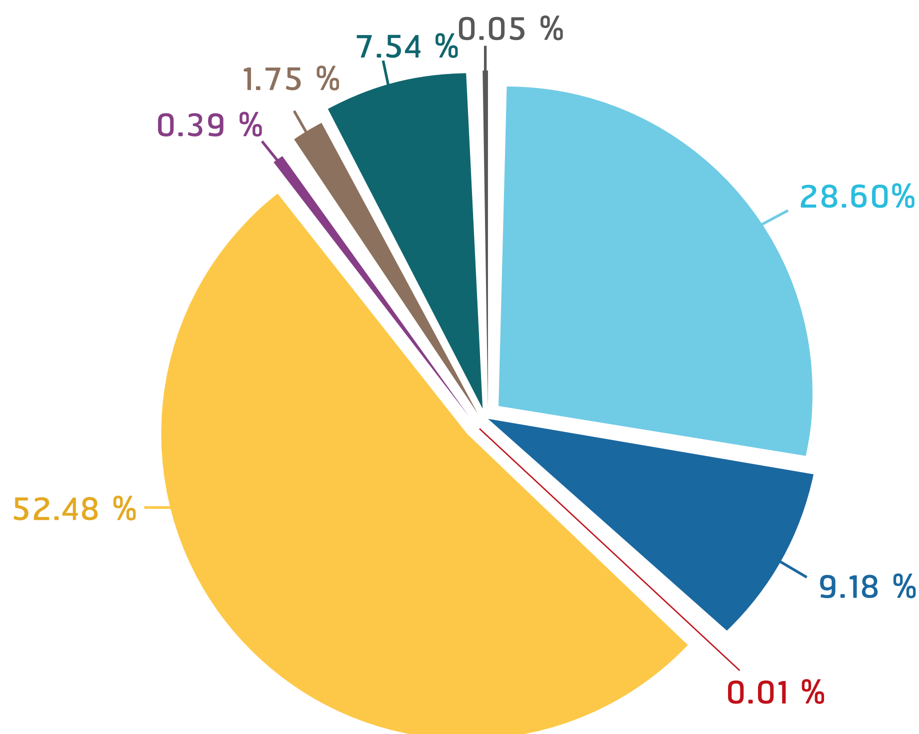


กราฟแสดงรายได้



งบบุคลากร
งบดำเนินการ
งบลงทุน
งบรายจ่ายอื่น
งบกลาง
การอุดหนุนและบริจาค

กราฟแสดงค่าใช้จ่าย



- ค่าใช้จ่ายบุคลากร
- ค่าบำเหน็จบำนาญ
- ค่าตอบแทน
- ค่าใช้สอย
- ค่าวัสดุ
- ค่าสาธารณูปโภค
- ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย
- ค่าใช้จ่ายจากเงินอุดหนุนอื่นและบริจาค

10.3
งบแสดงการเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน
STATEMENT OF CHANGES IN NET ASSETS/EQUITY

หน่วย : บาท

งบแสดงการเปลี่ยนแปลงสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน ณ วันที่ 30 กันยายน 2564	หมายเหตุ	ทุน	รายได้สูง(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	องค์ประกอบอื่นของสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุน	รวมสินทรัพย์สิทธิ/ส่วนทุน
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2562		**21,361,504.14**	**16,597,112.35**	**-**	**37,958,616.49**
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนสำหรับปี 2563					
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสำหรับงวด	16		(18,214,692.09)		(18,214,692.09)
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2563		**21,361,504.14**	**(1,617,579.74)**	**-**	**19,743,924.40**
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2563		**21,361,504.14**	**(1,617,579.74)**	**-**	**19,743,924.40**
การเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์สุทธิ/ส่วนทุนสำหรับปี 2564					
รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสำหรับงวด	16	-	11,398,299.24	-	11,398,299.24
ยอดคงเหลือ ณ วันที่ 30 กันยายน 2564		**21,361,504.14**	**9,780,719.50**	**-**	**31,142,223.64**

หมายเหตุประกอบงบการเงินเป็นส่วนหนึ่งของรายงานการเงินนี้

10.4
หมายเหตุประกอบงบการเงิน
NOTES TO FINANCIAL STATEMENTS

สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 30 กันยายน 2564

1. ข้อมูลทั่วไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นส่วนราชการในสังกัดกระทรวงพลังงาน มีหน้าที่ความรับผิดชอบหลักในการบริหารจัดการ ในการให้สัมปทาน การสำรวจ การผลิต การเก็บรักษา การขนส่งการขาย และการจำหน่ายปิโตรเลียม กำหนดแนวทางการจัดหา การพัฒนา และการจัดการแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์ วิจัย และประเมินศักยภาพและปริมาณสำรอง และพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติ พิจารณาสิทธิ ประสาน และ อำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการให้เป็นไปตามกฎหมายและข้อผูกพันต่อรัฐ รวมทั้งจัดเก็บค่าภาคหลวงและผลประโยชน์อื่นใดนอกจากปิโตรเลียม กำหนดมาตรฐานการดำเนินงานอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม ประสานความร่วมมือในการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในพื้นที่พัฒนาร่วมพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน และประเทศอื่น บริหารจัดการข้อมูลสารสนเทศปิโตรเลียมและเชื้อเพลิงธรรมชาติอื่น ๆ ปฏิบัติการอื่นใดตามที่กฎหมายกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ หรือตามที่กระทรวงพลังงานหรือคณะรัฐมนตรีมอบหมาย

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีสถานที่ตั้งหลักอยู่ที่ เลขที่ 555/2 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้น 21 - 22 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 ซึ่งไม่มีหน่วยงานในสังกัดในส่วนภูมิภาค

กรอบกฎหมายหลักที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2564 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รับการจัดสรรงบประมาณรายจ่ายประจำปี จำนวน 202,776,374.00 บาท (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2563 จำนวน 201,353,300.00 บาท) ประกอบด้วย งบบุคลากร จำนวน 88,990,774.00 บาท งบดำเนินงาน จำนวน 67,762,347.62 บาท งบลงทุน จำนวน 17,286,552.38 บาท และงบรายจ่ายอื่น จำนวน 28,736,700.00 บาท เพื่อใช้จ่ายในแผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน แผนงานบุคลากรภาครัฐ และแผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน่วยเบิกจ่าย จำนวน 1 แห่ง เป็นหน่วยเบิกจ่ายในส่วนกลาง รับผิดชอบบริหารจัดการเงินงบประมาณและเงินนอกงบประมาณที่ได้รับการจัดสรร

2. เกณฑ์การจัดทำรายงานการเงิน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นหน่วยงานที่เสนอรายงานตามหลักการบัญชีและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่กระทรวงการคลังกำหนด รายงานการเงินของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รวมรายการบัญชีที่เกิดขึ้นของเงินอุดหนุนที่ได้รับจากกองทุนต่าง ๆ และหน่วยงานอื่น รายการที่ปรากฏในรายงานการเงินของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้รวมสินทรัพย์ หนี้สิน รายได้ และค่าใช้จ่าย ซึ่งเป็นของรัฐบาลและอยู่ภายใต้การควบคุมของรัฐบาลในภาพรวม แต่ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นผู้รับผิดชอบในการดูแลรักษา และบริหารจัดการให้แก่รัฐบาลภายในขอบเขตอำนาจหน้าที่ตามกฎหมาย และรวมถึงองค์ประกอบของรายงานการเงินซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่ใช้เพื่อประโยชน์ในการดำเนินงานของหน่วยงานเอง

รายงานการเงินนี้จัดทำขึ้นตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่กระทรวงการคลังกำหนด รวมทั้งหลักเกณฑ์และวิธีการจัดทำรายงานการเงินประจำปี ตามหนังสือกระทรวงการคลัง ที่ กค 0410.2/ว 15 ลงวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2563 โดยปรับใช้รูปแบบการนำเสนอรายงานการเงินของหน่วยงานภาครัฐ ตามหนังสือกรมบัญชีกลาง ที่ กค 0410.2/ว 479 ลงวันที่ 2 ตุลาคม 2563

รายงานการเงินนี้ได้จัดทำและนำเสนอตามหลักการบัญชีเกณฑ์คงค้าง เว้นแต่จะได้เปิดเผยเป็นอย่างอื่นในนโยบายการบัญชี

3. มาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐฉบับใหม่ และมาตรฐานการบัญชี ภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่ปรับปรุงใหม่

กระทรวงการคลังได้ประกาศใช้มาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชี ภาครัฐฉบับใหม่ และมาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐที่ปรับปรุงใหม่ ดังนี้

- มาตรฐานการบัญชีภาครัฐและนโยบายการบัญชีภาครัฐ (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2564 ที่มีผลบังคับใช้วันที่ 20 เมษายน 2564 ประกอบด้วย
  - หลักการและนโยบายการบัญชีภาครัฐ ให้ถือปฏิบัติกับรายงานการเงินสำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 ตุลาคม 2563 เป็นต้นไป
  - มาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 3 เรื่อง นโยบายการบัญชี การเปลี่ยนแปลงประมาณการทางบัญชีและข้อผิดพลาดให้ถือปฏิบัติกับรายงานการเงินสำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มในหรือหลังวันที่ 1 ตุลาคม 2563 เป็นต้นไป
  - นโยบายการบัญชีภาครัฐ เรื่อง บัตรภาษี ให้ถือปฏิบัติกับรายงานการเงินสำหรับรอบระยะเวลาบัญชีที่เริ่มต้นตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2564 เป็นต้นไป

4. สรุปนโยบายการบัญชีที่สำคัญ

4.1 เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

- เงินสดในมือ หมายถึง เงินสดในมือ เช็ค ดราฟต์หรือธนาณัติ หน่วยงานจะรับรู้เงินสดในราคาตามมูลค่าที่ตราไว้และแสดงรายการดังกล่าวไว้ในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดในงบแสดงฐานะการเงิน

- เงินทดรองราชการ เป็นเงินที่หน่วยงานได้รับจากรัฐบาลเพื่อทดรองจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายปลีกย่อยในการดำเนินงานของหน่วยงานตามวงเงินที่ได้รับอนุมัติ และต้องคืนให้รัฐบาลเมื่อหมดความจำเป็นในการใช้เงิน แสดงไว้เป็นเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดซึ่งมียอดตรงกันข้ามกับรายการเงินทดรองราชการรับจากคลังภายใต้หัวข้อหนี้สินไม่หมุนเวียน

- รายการเทียบเท่าเงินสด ได้แก่ เงินฝากสถาบันการเงิน เงินฝากประจำที่มีกำหนดจ่ายคืนไม่เกิน 3 เดือน และเงินฝากคลังแสดงไว้เป็นรายการเทียบเท่าเงินสด

- เงินฝากคลัง หมายถึง เงินนอกงบประมาณที่หน่วยงานฝากไว้กับกระทรวงการคลัง หน่วยงานจะรับรู้เงินฝากคลังในราคาตามมูลค่าที่ตราไว้ โดยแสดงรายการเงินฝากคลังในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดในงบแสดงฐานะการเงิน

4.2 ลูกหนี้

ลูกหนี้เงินยืม หมายถึง ลูกหนี้ภายในหน่วยงานกรณีให้ข้าราชการ พนักงาน หรือเจ้าหน้าที่ยืมเงินไปใช้จ่ายในการปฏิบัติงานโดยไม่มีดอกเบี้ย เช่น ลูกหนี้เงินงบประมาณ ลูกหนี้เงินนอกงบประมาณแสดงตามมูลค่า ที่จะได้รับโดยไม่ตั้งบัญชีค่าเผื่อหนี้สงสัยจะสูญ

4.3 วัสดุคงเหลือ

วัสดุคงเหลือ หมายถึง สินทรัพย์ที่หน่วยงานมีไว้เพื่อใช้ในการดำเนินงานตามปกติ โดยทั่วไปมีมูลค่าไม่สูงและไม่มีลักษณะคงทนถาวร แสดงตามราคาทุน และตีราคาวัสดุคงเหลือโดยวิธีเข้าก่อนออกก่อน

4.4 ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์

- ที่ดิน หน่วยงานมีที่ดินซึ่งเป็นที่ดินราชพัสดุที่หน่วยงานครอบครองและใช้ประโยชน์แต่ไม่ได้เป็นผู้ถือกรรมสิทธิ์จะแสดงข้อมูลเพิ่มเติมไว้ในหมายเหตุประกอบงบการเงิน

- อาคารและสิ่งปลูกสร้าง รวมทั้งส่วนปรับปรุงอาคาร ทั้งอาคารและสิ่งปลูกสร้างที่หน่วยงาน มีกรรมสิทธิ์และไม่มีกรรมสิทธิ์แต่หน่วยงานได้ครอบครองและนำมาใช้ประโยชน์ในการดำเนินงาน แสดงมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม อาคารที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างแสดงตามราคาทุน

- อุปกรณ์ ได้แก่ ครุภัณฑ์ประเภทต่าง ๆ รับรู้เป็นสินทรัพย์เฉพาะรายการที่มีมูลค่าต่อหน่วยตั้งแต่ 10,000.00 บาท ขึ้นไป ยกเว้นรายการที่ได้มาก่อนปี 2563 รับรู้เป็นอุปกรณ์เมื่อมูลค่าขั้นต่ำตั้งแต่ 5,000.00 บาท ขึ้นไป แสดงมูลค่าตามมูลค่าสุทธิตามบัญชีที่เกิดจากราคาทุนหักค่าเสื่อมราคาสะสม

- ราคาทุนของที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ รวมต้นทุนทางตรงที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาสินทรัพย์ เพื่อให้สินทรัพย์นั้นอยู่ในสภาพและสถานที่ที่พร้อมจะใช้งาน ราคาทุนของสินทรัพย์ที่ก่อสร้างขึ้นเองประกอบด้วยต้นทุนค่าวัสดุ ค่าแรงงานทางตรง และต้นทุนทางตรงอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาสินทรัพย์

ส่วนประกอบของรายการที่ดิน อาคารและอุปกรณ์แต่ละรายการที่มีรูปแบบและอายุการให้ประโยชน์ที่แตกต่างกันและมีต้นทุน ที่มีนัยสำคัญจะบันทึกส่วนประกอบนั้นแยกต่างหากจากกัน

ต้นทุนที่เกิดขึ้นในภายหลัง ต้นทุนในการเปลี่ยนแทนส่วนประกอบจะรับรู้เป็นส่วนหนึ่งของมูลค่าตามบัญชีของรายการที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ เมื่อมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่ที่หน่วยงานจะได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการเพิ่มขึ้นจากรายการนั้น และสามารถวัดมูลค่าต้นทุนของรายการนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ และตัดมูลค่าของชิ้นส่วนที่เปลี่ยนแทนออกจากบัญชีด้วยมูลค่าตามบัญชี ส่วนต้นทุนที่เกิดขึ้นในการซ่อมบำรุงที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่เกิดขึ้นเป็นประจำจะรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายเมื่อเกิดขึ้น

- ค่าเสื่อมราคา บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน คำนวณโดยวิธีเส้นตรงตามอายุ การให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

อาคารเพื่อประโยชน์อื่น	15 - 40 ปี
สิ่งปลูกสร้าง	15 ปี
ครุภัณฑ์สำนักงาน	3 ปี
ครุภัณฑ์ยานพาหนะและขนส่ง	5 ปี
ครุภัณฑ์ไฟฟ้าและวิทยุ	5 ปี
ครุภัณฑ์โฆษณาและเผยแพร่	5 ปี
ครุภัณฑ์เกษตร	5 ปี
ครุภัณฑ์โรงงาน	5 ปี
ครุภัณฑ์ก่อสร้าง	2 ปี
ครุภัณฑ์สำรวจ	8 ปี
ครุภัณฑ์วิทยาศาสตร์และการแพทย์	5 ปี
ครุภัณฑ์คอมพิวเตอร์	5 ปี
ครุภัณฑ์งานบ้านงานครัว	2 ปี
อาคารไม่ระบุรายละเอียด	37 ปี
ครุภัณฑ์ไม่ระบุรายละเอียด	2 - 12 ปี

- ไม่มีการคิดค่าเสื่อมราคาสำหรับที่ดิน และสินทรัพย์ระหว่างก่อสร้าง

4.5 สินทรัพย์ไม่มีตัวตน

- สินทรัพย์ไม่มีตัวตน ได้แก่ ต้นทุนที่เกี่ยวข้องโดยตรงในการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ รวมถึงระบบงานต่าง ๆ และต้นทุนเว็บไซต์ ทั้งที่ได้มาจากการจัดซื้อ และการจ้างพัฒนาขึ้น โดยมีสิทธิ์ควบคุมการใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์นั้น และคาดว่าจะได้รับประโยชน์เชิงเศรษฐกิจ หรือศักยภาพในการให้บริการจากสินทรัพย์นั้นเกินกว่าหนึ่งปี แสดงรายการสินทรัพย์ไม่มีตัวตนตามราคาทุนหักค่าตัดจำหน่ายสะสม
- ค่าตัดจำหน่ายสินทรัพย์ไม่มีตัวตน บันทึกเป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงิน โดยวิธีเส้นตรงตามอายุการให้ประโยชน์โดยประมาณ ดังนี้

	อายุการให้ประโยชน์
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	1 - 5 ปี
สินทรัพย์ไม่มีตัวตนไม่ระบุรายละเอียด	2 - 5 ปี

4.6 สัญญาเช่าดำเนินงาน

สัญญาเช่าระยะยาวเพื่อเช่าสินทรัพย์โดยที่ความเสี่ยงและผลตอบแทนของความเป็นเจ้าของส่วนใหญ่ไม่ได้โอนมาให้หน่วยงานในฐานะผู้เช่าถือเป็นสัญญาเช่าดำเนินงาน จำนวนเงินที่จ่ายตามสัญญาเช่าดำเนินงานรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายในงบแสดงผลการดำเนินงานทางการเงินตามวิธีเส้นตรงตลอดอายุของสัญญาเช่า

4.7 ประมาณการหนี้สิน

ประมาณการหนี้สิน หมายถึง หนี้สินที่มีความไม่แน่นอนเกี่ยวกับจังหวะเวลา หรือจำนวนที่ต้องจ่ายชำระ แต่เป็นภาระผูกพันในปัจจุบันตามกฎหมายหรือข้อตกลงที่จัดทำไว้ อันเป็นผลสืบเนื่องจากเหตุการณ์ในอดีต ซึ่งมีความเป็นไปได้ค่อนข้างแน่นอนที่หน่วยงานจะต้องจ่ายชำระภาระผูกพันนั้นในอนาคต และสามารถประมาณมูลค่าภาระผูกพันนั้นได้อย่างน่าเชื่อถือ หน่วยงานจะรับรู้ประมาณการหนี้สินด้วยจำนวนประมาณการที่ดีที่สุดของรายจ่ายที่จะต้องจ่าย ณ วันที่ในงบแสดงฐานะการเงินเพื่อชำระภาระผูกพันนั้น

4.8 รายได้จากเงินงบประมาณ

รายได้จากเงินงบประมาณรับรู้ตามเกณฑ์ ดังนี้

1) กรณีที่เบิกจ่ายเงินเข้าบัญชีหน่วยงานเพื่อนำไปจ่ายต่อให้แก่ผู้มีสิทธิรับเงินของหน่วยงานรับรู้รายได้จากเงินงบประมาณเมื่อได้ส่งคำขอเบิกเงินกับคลัง
2) กรณีที่เบิกหักผลักส่งหรือเบิกจ่ายตรงจากรัฐบาลให้แก่ผู้มีสิทธิรับเงินของหน่วยงาน โดยหน่วยงานไม่ได้รับตัวเงิน รับรู้รายได้จากเงินงบประมาณเมื่อได้รับอนุมัติคำขอเบิกเงินจากคลัง

4.9 รายได้แผ่นดิน

รายได้แผ่นดิน เป็นรายได้ของรัฐบาลที่หน่วยงานได้รับและจะต้องนำส่งคลัง หน่วยงานรับรู้เงินรายได้แผ่นดินเมื่อได้รับรายได้และเนื่องจากรายได้แผ่นดินเป็นรายได้ที่หน่วยงานไม่สามารถนำมาใช้จ่ายในการดำเนินงานได้ ดังนั้น ณ วันสิ้นสุดรอบระยะเวลารายงาน หน่วยงานจะปิดบัญชีรายได้แผ่นดินและบัญชีรายได้แผ่นดินนำส่งคลังไปเข้าบัญชีรายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง เพื่อแสดงภาระผูกพันที่หน่วยงานจะต้องนำเงินส่งคลังในงวดบัญชีถัดไป

4.10 รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค เป็นส่วนหนึ่งของรายการโอนตามมาตรฐานการบัญชีภาครัฐ ฉบับที่ 23 เรื่อง รายได้จากรายการไม่แลกเปลี่ยน คือ การโอนทรัพยากรจากหน่วยงานหนึ่งไปยังอีกหน่วยงานหนึ่งโดยไม่ได้ให้สิ่งตอบแทนที่มีมูลค่าใกล้เคียงกันเป็นการแลกเปลี่ยน และไม่ใช่รายการทางภาษี

รายได้จากการอุดหนุนและบริจาคที่มีเงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอนรับรู้เป็นรายได้รอการรับรู้เมื่อได้รับเงินและทยอยรับรู้เป็นรายได้เมื่อได้ทำตามเงื่อนไขที่กำหนด สำหรับรายได้จากการอุดหนุนและบริจาคที่ไม่มีเงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอน ไม่ว่าจะมีข้อจำกัดของสินทรัพย์ที่โอนหรือไม่ รับรู้เป็นรายได้เมื่อได้รับสินทรัพย์รับโอนที่เป็นไปตามเกณฑ์การรับรู้สินทรัพย์

ข้อจำกัดของสินทรัพย์ที่โอน ไม่รวมถึงข้อกำหนดให้ต้องคืนสินทรัพย์ที่รับโอนหรือประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการอื่นที่ต้องคืนให้แก่ผู้โอน ถ้าไม่ใช้สินทรัพย์ตามที่ระบุไว้ ดังนั้น เมื่อเริ่มมีสิทธิควบคุมสินทรัพย์ภายใต้ข้อจำกัด ผู้รับโอนไม่ได้มีภาระผูกพันในปัจจุบันที่จะต้องโอนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจหรือศักยภาพในการให้บริการแก่บุคคลที่สาม เมื่อผู้รับโอนทำผิดข้อจำกัด ผู้โอนหรือฝ่ายอื่นอาจมีทางเลือกในการใช้บทลงโทษต่อผู้รับโอน ดังนั้น เมื่อหน่วยงานได้รับสินทรัพย์ตามข้อจำกัดจึงรับรู้รายได้ทันที

เงื่อนไขของสินทรัพย์ที่โอน กำหนดให้หน่วยงานจะต้องใช้ประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการของสินทรัพย์ตามที่ระบุไว้ หรือต้องคืนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการแก่ผู้โอนในกรณีที่ผิดเงื่อนไขนั้น ดังนั้น หน่วยงานผู้รับโอนสินทรัพย์จึงมีภาระผูกพันในปัจจุบันที่ต้องส่งมอบประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการแก่บุคคลที่สามเมื่อเริ่มมีสิทธิควบคุมสินทรัพย์ที่อยู่ภายใต้เงื่อนไข ทั้งนี้เป็นเพราะผู้รับโอนไม่สามารถหลีกเลี่ยงกระแสไหลออก ของทรัพยากรเนื่องจากมีข้อกำหนดให้ใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ในการส่งมอบสินค้าหรือบริการให้แก่บุคคลที่สาม หรือไม่เช่นนั้นต้องส่งคืนประโยชน์เชิงเศรษฐกิจในอนาคตหรือศักยภาพในการให้บริการให้แก่ผู้โอน ดังนั้น เมื่อผู้รับโอนเริ่มรับรู้สินทรัพย์ตามเงื่อนไข จึงเกิดหนี้สินขึ้นด้วย

5. เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
เงินสดในมือ	112,029,135.52	143,925,082.27
เงินทดรองราชการ	1,000,000.00	1,000,000.00
เงินฝากสถาบันการเงิน		
เงินฝากกระแสรายวัน		
- เงินในงบประมาณ	49,885.00	193,970.51
- เงินนอกงบประมาณ	2,025,019.41	-
เงินฝากออมทรัพย์	82,347,221.99	87,950,700.41
รวมเงินฝากสถาบันการเงิน	**84,422,126.40**	**88,144,670.92**
เงินฝากคลัง	905,091,613.23	712,074,542.89
รวมเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	1,102,542,875.15	945,144,296.08

เงินสดในมือ จำนวน 112,029,135.52 บาท ประกอบด้วย เงินรายได้ค่าภาคหลวงรอนำส่งเป็นรายได้แผ่นดิน จำนวน 102,164,466.52 บาท และเงินรายได้ค่าภาคหลวงที่จัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 9,864,669.00 บาท

เงินฝากออมทรัพย์ จำนวน 82,347,221.99 บาท ส่วนใหญ่เป็นเงินรับฝากอื่น ซึ่งได้รับจากเงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม เพื่อสนับสนุนการฝึกอบรมและให้ทุนการศึกษาและค่าใช้จ่ายดำเนินงานตามโครงการสัมปทานปิโตรเลียม รวมทั้งการจัดซื้อตำราข้อมูลและเครื่องมือหรืออุปกรณ์ทางเทคนิค

เงินฝากคลัง จำนวน 905,091,613.23 บาท ประกอบด้วย

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม (00911)	31,827,939.39	31,827,939.39
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม (00912)	299,552,509.70	304,030,093.51
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล (00913)	2,416,773.27	2,416,773.27
เงินรับฝากค่าภาคหลวงรอจัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (00914)	527,389,360.92	291,666,263.58
บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ (00974)	21,573,601.00	-
เงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)		
- ค่าสงวนพื้นที่	18,508,000.00	78,992,000.00
- เงินประกันสัญญา	2,823,428.95	3,134,473.14
- เงินโอนขายบิล จากสำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน	1,000,000.00	7,000.00
รวมเงินฝากเงินประกันสัญญากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (00901)	22,331,428.95	82,133,473.14
รวมเงินฝากคลัง	905,091,613.23	712,074,542.89

6. ลูกหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ	154,385.00	786,887.00
รายได้ค้างรับ	892,862.87	5,531,964.50
รวมลูกหนี้อื่นระยะสั้น	1,047,247.87	6,318,851.5

ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ ณ วันสิ้นปีงบประมาณ แยกตามอายุหนี้ ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	ยังไม่ถึงกำหนดชำระ	เกินกำหนดชำระ ไม่เกิน 15 วัน	เกินกำหนดชำระ เกินกว่า 15 วัน	รวม
ลูกหนี้เงินยืมในงบประมาณ				
ปี 2564	154,385.00	-	-	154,385.00
ปี 2563	786,887.00	-	-	786,887.00

7. ลูกหนี้ระยะยาว

ลูกหนี้อื่นระยะยาว เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาลาศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ จำนวน 5,024,128.83 บาท อยู่ระหว่างฟ้องคดีที่ศาลปกครองเพื่อให้ชดใช้ทุนและค่าปรับ จึงได้บันทึกคู่กับบัญชีหนี้สินระยะยาวตามหมายเหตุข้อ 13 ซึ่งเมื่อวันที่ 22 มีนาคม 2550 ศาลปกครองสูงสุดมีความเห็นไม่รับคำฟ้องไว้พิจารณา และให้จำหน่ายคดีออกจากสารบบความ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ดำเนินการแต่งตั้งคณะกรรมการสอบข้อเท็จจริงความรับผิดทางละเมิด (เป็นการแต่งตั้งร่วมกันระหว่าง 3 หน่วยงาน คือ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงานปลัดกระทรวงพลังงาน สำนักงานอัยการสูงสุด) พิจารณาแล้วเห็นว่าเจ้าหน้าที่ที่เกี่ยวข้องได้ปฏิบัติหน้าที่ราชการโดยชอบแล้ว ไม่ได้จงใจหรือประมาทเลินเล่ออย่างร้ายแรง จึงไม่ต้องรับผิดชดใช้ค่าสินไหมทดแทนให้แก่ทางราชการ และคณะกรรมการฯ ได้เสนอรายงานผลการสอบข้อเท็จจริงต่อผู้แต่งตั้ง เพื่อวินิจฉัยสั่งการตามอำนาจหน้าที่ของผู้แต่งตั้ง เสร็จสิ้น เมื่อวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2555 (ต้องจัดส่งสำนวนให้กระทรวงการคลังภายใน 7 วันนับแต่วันสั่งการ) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงจัดส่งสำนวนการสอบข้อเท็จจริง ความรับผิดทางละเมิดของเจ้าหน้าที่ให้แก่กรมบัญชีกลาง กระทรวงการคลัง เพื่อพิจารณาดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้อง ตามหนังสือ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ด่วนที่สุด ที่ พน 0301/716 ลงวันที่ 15 กุมภาพันธ์ 2555

ต่อมากรมบัญชีกลางแจ้งผลการพิจารณาความรับผิดทางละเมิด ตามหนังสือที่ กค 0410.3/32424 ลงวันที่ 15 สิงหาคม 2555 เห็นว่าพนักงานอัยการผู้รับผิดชอบสำนวนมิได้ใช้ความระมัดระวังยื่นฟ้องคดี เป็นเหตุให้การฟ้องคดีเมื่อพ้นกำหนดระยะเวลาตามกฎหมาย และอธิบดีอัยการในฐานะผู้บังคับบัญชา มีหน้าที่ดำเนินการเกี่ยวกับการฟ้องและว่าต่างคดีปกครองให้หน่วยงานของรัฐ รวมทั้งควบคุมดูแลพนักงานอัยการในการฟ้องและว่าต่างคดีปกครองให้หน่วยงานของรัฐ โดยจะต้องใช้ความระมัดระวังฟ้องคดีภายในอายุความ และในกรณีที่ยังไม่มีความชัดเจนข้อกฎหมายในเรื่องใด โดยเฉพาะการโต้แย้งเกี่ยวกับวันที่เริ่มนับอายุความซึ่งมีทุนทรัพย์จำนวนมากแล้ว จะต้องใช้ความระมัดระวังเริ่มนับอายุความในทางที่จะเป็นการป้องกันมิให้คดีขาดอายุความมากที่สุด พฤติการณ์ถือได้ว่า กระทำด้วยความประมาทเลินเล่ออย่างร้ายแรง เป็นเหตุให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รับความเสียหาย จึงให้รับผิดชดใช้ค่าสินไหมทดแทนในอัตราร้อยละ 50 คิดเป็นเงินจำนวน 2,512,064.42 บาท ตามนัยมาตรา 10 ประกอบมาตรา 8 แห่งพระราชบัญญัติความรับผิดทางละเมิดของเจ้าหน้าที่ พ.ศ. 2539 ซึ่งเป็นผู้ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าเสียหาย ให้ชดใช้ค่าเสียหายให้แก่ทางราชการโดยด่วน เมื่อได้รับชำระและนำส่งเข้าบัญชีที่เกี่ยวข้องแล้วให้ส่งเอกสารหลักฐานให้กรมบัญชีกลางทราบต่อไป หากผู้ต้องรับผิดปฏิเสธบิดพลิ้ว หรือประวิงเวลาชำระหนี้ ขอให้รีบดำเนินการตามกฎหมายต่อไป

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้นำคดีฟ้องต่อศาลปกครองกลาง ตามคดีหมายเลขดำที่ 2129/2556 เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2555 เนื่องจากผู้ต้องรับผิดชอบยังเพิกเฉยไม่ชดใช้ค่าสินไหมทดแทน โดยขอให้ศาลพิจารณาให้ผู้ต้องรับผิดชอบชดใช้ค่าสินไหมทดแทนพร้อมดอกเบี้ยในอัตราร้อยละ 7.5 ต่อปี นับแต่วันครบ 60 วัน ที่ผู้ถูกฟ้องคดีทราบคำสั่งให้ใช้เงินจนถึงวันฟ้องแก่ผู้ฟ้องคดี และชำระดอกเบี้ยร้อยละ 7.5 ต่อปีของเงินต้น นับแต่วันฟ้องจนกว่าจะชำระเสร็จแก่ผู้ฟ้องคดี และผู้ถูกฟ้องคดีได้ยื่นคำสั่งเรียกให้ทำคำคัดค้านให้การยื่นต่อศาลปกครองกลาง เมื่อวันที่ 8 พฤษภาคม 2557 และขอให้ศาลพิจารณายกฟ้องของผู้ฟ้องคดี และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีหนังสือ ด่วนที่สุด ที่ พน 0301/2466 ลงวันที่ 13 มิถุนายน 2557 ถึงสำนักงานคดีปกครอง สำนักงานอัยการสูงสุด เพื่อชี้แจงคำคัดค้านแล้ว และขอให้อัยการเจ้าของสำนวนพิจารณาและดำเนินการต่อไป ต่อมาสำนักงานคดีปกครอง สำนักงานอัยการสูงสุดได้มีหนังสือ ที่ อส 0027.4/630 ลงวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2558 เรื่อง แจ้งกำหนดวันนั่งพิจารณาคดีครั้งแรก โดยศาลปกครองกลางได้กำหนดนั่งพิจารณาคดีครั้งแรกในวันที่ 24 มีนาคม 2558 และศาลปกครองกลางได้มีคำพิพากษาตามคดีหมายเลขดำที่ 549/2556 คดีหมายเลขแดงที่ 1598/2558 เมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม 2558 ให้เพิกถอนคำสั่งของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามคำสั่งที่ 172/2555 ลงวันที่ 17 ตุลาคม 2555 ต่อมากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงได้ยื่นอุทธรณ์ต่อศาลปกครองสูงสุด เป็นคดีหมายเลขดำที่ อ 1625/2559 ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของศาลปกครองสูงสุด

8. ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ – สุทธิ

ที่ดิน ประกอบด้วย

- ที่ดิน ซึ่งเป็นที่ตั้งของอาคารเก็บตัวอย่างถ่านหิน จังหวัดสระบุรี เป็นที่ราชพัสดุ โดยให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใช้ประโยชน์
- ที่ดิน ที่เป็นสาธารณประโยชน์ของกระทรวงมหาดไทย ตั้งอยู่หมู่ที่ 3 ถนนสุขุมวิท ตำบลแกลง อำเภอเมือง จังหวัดระยอง จำนวน 4 ไร่ 6 งาน 8 ตารางวา เพื่อการจัดสร้างอาคารเก็บตัวอย่างหิน
- ที่ดิน จังหวัดชลบุรี เป็นที่ราชพัสดุ โดยให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติใช้ประโยชน์ สำหรับจัดเก็บข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จัดเก็บวัสดุอุปกรณ์ที่ชำรุดและเสื่อมสภาพจากการตรวจสอบพัสดุประจำปี และจัดเก็บตัวอย่างหิน

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
อาคารและสิ่งปลูกก่อสร้าง	37,761,498.23	37,761,498.23
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม - อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	(24,913,921.05)	(22,984,805.38)
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง - สุทธิ	**12,847,577.18**	**14,776,692.85**
ครุภัณฑ์	169,807,399.98	162,054,110.83
หัก ค่าเสื่อมราคาสะสม - ครุภัณฑ์	(155,360,858.46)	(148,422,150.10)
ครุภัณฑ์ - สุทธิ	**14,446,541.52**	**13,631,960.73**
รวมอาคาร และอุปกรณ์ - สุทธิ	**27,294,118.70**	**28,408,653.58**

9. สินทรัพย์ไม่มีตัวตน – สุทธิ

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
โปรแกรมคอมพิวเตอร์	118,333,716.14	95,574,289.84
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม – โปรแกรมคอมพิวเตอร์	(106,197,564.56)	(88,265,887.02)
รวมโปรแกรมคอมพิวเตอร์ - สุทธิ	**12,136,151.58**	**7,308,402.82**
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	4,615,083.60	4,615,083.60
หัก ค่าตัดจำหน่ายสะสม – สินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่น	(4,615,072.60)	(4,615,072.60)
รวมสินทรัพย์ไม่มีตัวตนอื่น - สุทธิ	**11.00**	**11.00**
งานระหว่างดำเนินการ	2,215,417.75	-
รวมสินทรัพย์ไม่มีตัวตน - สุทธิ	**14,351,580.33**	**7,308,413.82**

10. รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง

รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง จำนวน 102,164,466.52 บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดเก็บรายได้แผ่นดินในปีงบประมาณ 2564 แต่นำส่งคลังไม่ทันภายในปีงบประมาณที่รับเงินรายได้แผ่นดิน

11. เจ้าหนี้อื่นระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
เจ้าหนี้การค้า	6,635,516.86	20,435,560.90
เจ้าหนี้อื่น	1,275.00	1,893.00
ค่าสาธารณูปโภคค้างจ่าย	255,162.18	381,477.29
ใบสำคัญค้างจ่าย	2,144,336.56	319,255.51
ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายอื่น	4,670.00	7,630.05
รวมเจ้าหนี้อื่นระยะสั้น	**9,040,960.60**	**21,145,816.75**

12. เงินรับฝากระยะสั้น

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
เงินจัดสรรค่าภาคหลวง	537,254,029.92	296,819,798.01
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	82,347,221.99	87,984,900.41
เงินประกันผลงาน	-	2,300,000.00
เงินประกันอื่น	21,331,428.95	82,126,473.14
รวมเงินรับฝากระยะสั้น	**640,932,680.86**	**469,231,171.56**

เงินจัดสรรค่าภาคหลวง จำนวนทั้งสิ้น 2,072,118,263.01 บาท จัดสรรให้กับองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 1,534,864,233.09 บาท คงเหลือ 537,254,029.92 บาท

เงินประกันอื่น ประกอบด้วย เงินประกันสัญญา จำนวน 2,823,428.95 บาท และเงินค่าสงวนพื้นที่ จำนวน 18,508,000.00 บาท รวมทั้งสิ้น 21,331,428.95 บาท

13. หนี้สินระยะยาว

หนี้สินระยะยาว จำนวน 5,024,128.83 บาท เป็นหนี้ที่เกิดจากการผิดสัญญาการศึกษาและรับทุนพร้อมเบี้ยปรับ ได้บันทึกคู่กับบัญชีลูกหนี้อื่นระยะยาวตามหมายเหตุข้อ 7

14. รายได้รอการรับรู้

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
เงินฝากจากเงินอุดหนุนจากสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม	31,827,939.39	31,827,939.39
เงินฝากจากเงินอุดหนุนเพื่อการพัฒนาปิโตรเลียม	299,552,509.70	304,030,093.51
เงินฝากที่ได้รับบริจาคเพื่อแก้ไขปัญหาเขตทับซ้อนทางทะเล	2,416,773.27	2,416,773.27
บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ	21,573,601.00	-
เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานปิโตรเลียม	6,102,067.32	-
รวมรายได้รอการรับรู้	361,472,890.68	338,274,806.17

บัญชีเงินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ส่งมอบ จำนวน 21,573,601.00 บาท คือเงินที่รับมอบจากผู้รับสัมปทาน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อนำไปจ่ายเป็นค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างหรือวัสดุอื่นใดสำหรับพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

เงินผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาและสัมปทานปิโตรเลียม จำนวน 6,102,067.32 บาท คือเงินที่ใช้จ่ายในการจัดซื้อครุภัณฑ์เพื่อใช้ในการดำเนินงาน

15. ภาระผูกพัน

- ภาระผูกพันตามสัญญาเช่าดำเนินงาน

หน่วยงานในฐานะผู้เช่ามีจำนวนเงินขั้นต่ำที่ต้องจ่ายในอนาคต ตามสัญญาเช่าดำเนินงานที่ไม่สามารถยกเลิกได้ ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 และ 2563 เป็นสัญญาเช่ารถยนต์ส่วนกลาง จำนวน 5 คัน ตามสัญญาเช่าเลขที่ 33/2564 ลงวันที่ 18 พฤศจิกายน 2563 มีระยะเวลาเช่าตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2563 ถึงวันที่ 30 กันยายน 2568 ดังนี้

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
ไม่เกิน 1 ปี	952,428.40	-
เกิน 1 ปี แต่ไม่เกิน 5 ปี	4,452,912.00	-
รวมภาระผูกพัน	5,405,340.40	-

16. รายได้สูง(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
รายได้สูงกว่าค่าใช้จ่ายสะสมต้นงวด	(1,617,579.74)	16,597,112.35
หัก รายได้ต่ำกว่าค่าใช้จ่ายสุทธิ	11,398,299.24	(18,214,692.09)
รวมรายได้สูง/(ต่ำ)กว่าค่าใช้จ่ายสะสม	9,780,719.50	(1,617,579.74)

17. รายได้จากงบประมาณ

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
รายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน		
รายได้จากงบบุคลากร	88,362,724.08	83,394,374.05
รายได้จากงบดำเนินงาน	55,878,942.64	62,592,998.76
รายได้จากงบลงทุน	15,968,314.27	579,314.20
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	22,519,730.50	25,340,165.00
รายได้จากงบกลาง	81,644,408.06	43,992,740.97
หัก เบิกเกินส่งคืนงบประมาณ	(2,455,656.73)	(325,878.04)
รวมรายได้จากงบประมาณปีปัจจุบัน - สุทธิ	**261,918,462.82**	**215,573,714.94**
รายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ (เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี เบิกจ่ายปีปัจจุบัน)		
รายได้จากงบดำเนินงาน	8,323,535.00	8,121,087.50
รายได้จากงบลงทุน	1,276,354.85	3,721,652.60
รายได้จากงบรายจ่ายอื่น	18,948,060.00	11,033,842.62
รายได้จากงบกลาง	52,484,748.47	
รวมรายได้จากงบประมาณปีก่อน ๆ	**81,032,698.32**	**22,876,582.72**
รวมรายได้จากงบประมาณ	**342,951,161.14**	**238,450,297.66**

18. รายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
รายได้ของหน่วยงานรับเงินจากหน่วยงานอื่น	1,175,530.00	18,135,000.00
รายได้จากการรับโอนสินทรัพย์ระหว่างหน่วยงาน	146,029.11	
รายได้จากการบริจาค	20,524,197.49	19,381,471.04
รวมรายได้จากการอุดหนุนอื่นและบริจาค	**21,699,727.49**	**37,662,500.15**

19. ค่าใช้จ่ายบุคลากร

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
เงินเดือน	74,975,871.44	70,182,563.94
ค่าล่วงเวลา	30,950.00	33,320.00
เงินค่าตอบแทนพนักงานราชการ	9,948,282.56	9,709,828.25
ค่าจ้าง	4,070,220.00	4,214,301.87
ค่ารักษาพยาบาล	7,866,642.16	5,616,307.94
เงินช่วยการศึกษาบุตร	212,845.00	307,390.00
เงินชดเชยสมาชิก กบข.	1,332,621.88	1,218,384.45

	2564	2563
เงินสมทบ กบข.	1,998,932.81	1,827,576.66
เงินสมทบ กสจ.	121,998.60	125,945.22
เงินสมทบกองทุนประกันสังคม	212,053.00	292,414.00
เงินสมทบกองทุนทดแทน	20,636.00	17,537.00
ค่าตอบแทนเหมาจ่ายแทนการจัดหารถประจำตำแหน่ง	898,612.90	1,014,520.00
รวมค่าใช้จ่ายบุคลากร	101,689,666.35	94,560,089.33

20. ค่าบำเหน็จบำนาญ

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
บำนาญปกติ	25,237,836.21	24,757,364.56
เงินช่วยค่าครองชีพผู้รับเบี้ยหวัดบำนาญ	1,064,878.68	1,064,878.68
บำเหน็จรายเดือนสำหรับการเบิกเงินบำเหน็จ	1,167,228.00	885,924.29
บำเหน็จตกทอด		516,221.80
บำเหน็จดำรงชีพ	1,492,131.50	2,458,420.00
ค่ารักษาพยาบาล	3,643,493.54	3,286,875.13
เงินช่วยการศึกษาบุตร	25,000.00	33,500.00
รวมค่าบำเหน็จบำนาญ	32,630,567.93	33,003,184.46

21. ค่าใช้สอย

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
ค่าใช้จ่ายฝึกอบรม	5,611,037.81	5,173,106.36
ค่าใช้จ่ายในการเดินทาง	641,515.00	1,648,264.63
ค่าซ่อมแซมและบำรุงรักษา	12,811,658.75	400,996.19
ค่าแก๊สและน้ำมันเชื้อเพลิง	53,510.10	94,280.05
ค่าจ้างเหมาบริการ	22,674,397.00	69,512,311.25
ค่าธรรมเนียม	76,821,112.66	194,466.00
ค่าจ้างที่ปรึกษา	42,822,330.00	33,479,580.30
ค่าใช้จ่ายในการประชุม	1,851,667.00	1,309,702.00
ค่าเช่าอสังหาริมทรัพย์	19,355,486.80	19,798,107.28
ค่าจัดหาสินทรัพย์มูลค่าต่ำกว่าเกณฑ์	530,034.08	882,675.10
ค่าเช่าเบ็ดเตล็ด	3,026,993.13	1,532,345.16
ค่าใช้จ่ายผลักส่งเป็นรายได้แผ่นดิน	47,867.00	120,852.11
ค่าใช้สอยอื่น ๆ	361,246.38	668,356.01
รวมค่าใช้สอย	186,608,855.71	134,815,042.44

บัญชีค่าธรรมเนียม จำนวน 76,821,112.66 บาท เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินการระงับข้อพิพาทระหว่างรัฐบาลกับผู้ฟ้องร้อง จำนวน 76,632,430.66 บาท และค่าธรรมเนียมการโอนเงินค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเพื่อจัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น จำนวน 188,682.00 บาท

22. ค่าวัสดุ

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
ค่าวัสดุ	1,385,280.70	2,356,871.39
รวมค่าวัสดุ	**1,385,280.70**	**2,356,871.39**

23. ค่าสาธารณูปโภค

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
ค่าบริการไปรษณีย์โทรเลขและขนส่ง	2,065,825.66	187,655.60
ค่าไฟฟ้า	3,102,334.70	3,186,934.85
ค่าประปา 5,484.18	7,150.25	
ค่าโทรศัพท์	1,040,542.59	1,069,626.69
รวมค่าสาธารณูปโภค	**6,214,187.13**	**4,451,367.39**

24. ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
อาคารและสิ่งปลูกสร้าง	1,929,115.67	2,075,130.79
อุปกรณ์	6,938,708.36	7,877,378.46
สินทรัพย์ไม่มีตัวตน	17,931,677.54	11,164,785.64
รวมค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**26,799,501.57**	**21,117,294.89**

25. ค่าใช้จ่ายอื่น

(หน่วย : บาท)

	2564	2563
ค่าใช้จ่ายอื่น	(2,300,000.00)	454,140.00
รวมค่าใช้จ่ายอื่น	**(2,300,000.00)**	**454,140.00**

บัญชีค่าใช้จ่ายอื่น จำนวน (2,300,000.00) บาท กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติขอเบิกจ่ายเพื่อคืนเงินประกันผลงานจากเงินนอกงบประมาณที่ฝากคลังไว้ในช่วงปลายปีงบประมาณ 2563 ตามระบบ GFMIS ได้จ่ายคืนเงินประกันผลงานในปีงบประมาณ 2564

26. รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ปีปัจจุบัน และปีก่อน

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการที่ 1 : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านประกอบกิจการปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	28,736,700.00	-	2,619,729.60	25,548,830.00	568,140.40
รวม	**28,736,700.00**	**-**	**2,619,729.60**	**25,548,830.00**	**568,140.40**
แผนงานบุคลากรภาครัฐ					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐพัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
งบบุคลากร	88,990,774.00	-	-	88,990,774.00	-
งบดำเนินงาน	363,500.00	-	-	248,064.00	115,436.00
รวม	**89,354,274.00**	**-**	**-**	**89,238,838.00**	**115,436.00**
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขัน					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	67,398,847.62	-	6,184,362.75	58,258,326.12	2,956,158.75
งบลงทุน	17,286,552.38	-	1,314,709.00	15,968,314.27	3,529.11
รวม	**84,685,400.00**	**-**	**7,499,071.75**	**74,226,640.39**	**2,959,687.86**
รวมทั้งสิ้น	202,776,374.00	-	10,118,801.35	189,014,308.39	3,643,264.26

งบกลาง

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น					
ผลผลิต : เพื่อดำเนินการระงับข้อพิพาทโดยอนุญาโตตุลาการระหว่างราชอาณาจักรไทยกับผู้รับสัมปทาน					
งบรายจ่ายอื่น	155,621,200.00	129,834,688.74	-	25,786,511.26	-
รวม	**155,621,200.00**	**129,834,688.74**	**-**	**25,786,511.26**	**-**
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการจ้างที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการประเมินสภาพสิ่งติดตั้ง อุปกรณ์การผลิตอุปกรณ์สนับสนุน และทรัพย์สินที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมในแปลงสำรวจที่กำลังจะสิ้นอายุสัมปทาน					
งบรายจ่ายอื่น	69,000,000.00	-	58,650,000.00	10,350,000.00	-
รวม	**69,000,000.00**	**-**	**58,650,000.00**	**10,350,000.00**	**-**
รวมทั้งสิ้น	224,621,200.00	129,834,688.74	58,650,000.00	36,136,511.26	-

รายงานฐานะเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2564)

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2563			
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ			
ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	4,745,580.60	4,715,620.60	29,960.00
งบลงทุน	1,276,354.85	1,276,354.85	-
รวม	6,021,935.45	5,991,975.45	29,960.00
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน			
ผลผลิต : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม			
งบรายจ่ายอื่น	7,525,200.00	7,525,200.00	-
รวม	7,525,200.00	7,525,200.00	-
รวมทั้งสิ้น	**13,547,135.45**	**13,517,175.45**	**29,960.00**

งบกลาง

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น			
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาโตตุลาการระหว่างประเทศ			
งบรายจ่ายอื่น	50,917,519.40	50,917,519.40	-
รวม	50,917,519.40	50,917,519.40	-
รวมทั้งสิ้น	**50,917,519.40**	**50,917,519.40**	**-**

รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2563

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
โครงการที่ 1 : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านประกอบกิจการปิโตรเลียม					
งบรายจ่ายอื่น	43,576,600.00	-	7,525,200.00	36,049,509.04	1,890.96
รวม	43,576,600.00	-	7,525,200.00	36,049,509.04	1,890.96
แผนงานบุคลากรภาครัฐ					
ผลผลิตที่ 1 : รายการค่าใช้จ่ายบุคลากรภาครัฐพัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน					
งบบุคลากร	84,748,300.00	-	-	84,093,131.27	655,168.73
งบดำเนินงาน	341,000.00	-	-	320,459.79	20,540.21
รวม	85,089,300.00	-	-	84,413,591.06	675,708.94
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ					
ผลผลิตที่ 1 : การส่งเสริม และการบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม					
งบดำเนินงาน	70,141,645.15	-	4,745,580.60	65,253,932.26	142,132.29
งบลงทุน	1,855,754.85	-	1,276,354.85	579,314.20	85.80
งบรายจ่ายอื่น	690,000.00	-	-	690,000.00	-
รวม	72,687,400.00	-	6,021,935.45	66,523,246.46	142,218.09
รวมทั้งสิ้น	**201,353,300.00**	**-**	**13,547,135.45**	**186,986,346.56**	**819,817.99**

งบกลาง

รายการ	งบสุทธิ	การสำรองเงิน	ใบสั่งซื้อ/สัญญา	เบิกจ่าย	คงเหลือ
แผนงานบริหารเพื่อรองรับกรณีฉุกเฉินหรือจำเป็น					
ผลผลิต : ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเกี่ยวกับกระบวนการอนุญาโตตุลาการระหว่างประเทศ					
งบรายจ่ายอื่น	52,443,300.00	50,917,519.40	-	1,525,780.60	-
รวม	52,443,300.00	50,917,519.40	-	1,525,780.60	-
รวมทั้งสิ้น	**52,443,300.00**	**50,917,519.40**	**-**	**1,525,780.60**	**-**

รายงานฐานะเงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (ก่อนปีงบประมาณ พ.ศ. 2563)

รายการ	เงินกันไว้เบิกเหลื่อมปี (สุทธิ)	เบิกจ่าย	คงเหลือ
รายงานฐานะเงินงบประมาณรายจ่าย ประจำปีงบประมาณ พ.ศ.2562			
แผนงานพื้นฐานด้านการสร้างความสามารถในการแข่งขันของประเทศ			
ผลผลิต : การส่งเสริมและบริหารจัดการ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม			
งบดำเนินงาน	5,917,568.95	5,830,468.13	87,100.82
งบลงทุน	873,312.60	873,312.60	-
รวม	6,790,881.55	6,703,780.73	87,100.82
แผนงานยุทธศาสตร์พัฒนาความมั่นคงทางพลังงาน			
ผลผลิต : การสร้างความรู้และความเข้าใจแก่ประชาชนด้านการประกอบกิจการปิโตรเลียม			
งบรายจ่ายอื่น	4,916,223.07	4,916,223.07	-
รวม	4,916,223.07	4,916,223.07	-
รวมทั้งสิ้น	**11,707,104.62**	**11,620,003.80**	**87,100.82**

10.5

รายงานรายได้แผ่นดิน

PUBLIC REVENUE REPORT

สำหรับปีสิ้นสุด วันที่ 30 กันยายน 2564

หน่วย : บาท

	2564	2563
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ		
รายได้แผ่นดิน - ภาษี (ภาษีทรัพยากรธรรมชาติ)		
รายได้ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม	35,218,836,676.49	39,765,763,711.84
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	8,338,887,006.35	9,964,783,258.72
รวมรายได้แผ่นดินที่จัดเก็บ	**43,557,723,682.84**	**49,730,546,970.56**
หัก รายได้แผ่นดินถอนคืนจากคลัง	-	-
รายได้แผ่นดินจัดสรรตามกฎหมาย	-	-
รายได้แผ่นดินที่จัดเก็บสุทธิ	**43,557,723,682.84**	**49,730,546,970.56**
รายได้แผ่นดินนำส่งคลัง	43,455,559,216.32	49,591,775,422.72
รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	**102,164,466.52**	**138,771,547.84**
ปรับ รายได้แผ่นดินรอนำส่งคลัง	102,164,466.52	138,771,547.84
รายการรายได้แผ่นดินสุทธิ	-	-

	2564	2563
รายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี		
รายได้จากการขายสินค้าและบริการ		
รายได้ค่าธรรมเนียมปิโตรเลียม	39,135,241.90	30,938,174.64
รายได้ค่าธรรมเนียมสัมปทาน	376,900.00	306,780.00
รายได้ค่าธรรมเนียมการบริการอื่น	-	17,254.00
รายได้ค่าขายหนังสือราชการ	60,833.76	28,300.00
รวมรายได้จากการขายสินค้าและบริการ	**39,572,975.66**	**31,290,508.64**
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก		
รายได้ดอกเบี้ยเงินฝากที่สถาบันการเงิน	1,576,582.84	3,499,381.23
รวมรายได้ดอกเบี้ยเงินฝาก	**1,576,582.84**	**3,499,381.23**
รายได้อื่น		
รายได้จากการริบทรัพย์และการชดเชยค่าเสียหาย	120,641.69	-
รายได้เงินชดใช้จากการผิดสัญญาการศึกษาและดูงาน	575,585.33	-
รายได้จากค่าปรับอื่น	23,617,081.01	1,532,555.83
เงินเหลือจ่ายปีเก่า	265,312.09	382,200.63
รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น	8,273,158,827.73	9,928,078,612.39
รวมรายได้อื่น	**8,297,737,447.85**	**9,929,993,368.85**
รวมรายได้แผ่นดิน - นอกจากภาษี	**8,338,887,006.35**	**9,964,783,258.72**

รายได้ที่ไม่ใช่ภาษีอื่น จำนวน 8,273,158,827.73 บาท ส่วนใหญ่เป็นค่าปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไรในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

10.6

แบบรายงานผลการประเมินผลการดำเนินงานตัวชี้วัดระดับกรม

ประจำปีงบประมาณ พ.ศ. 2564

องค์ประกอบตัวชี้วัด	น้ำหนัก	เป้าหมาย			ผลการดำเนินงาน
		ค่าเป้าหมายขั้นต้น (50.00)	ค่าเป้าหมายมาตรฐาน (75.00)	ค่าเป้าหมายขั้นสูง (100.00)	
Performance Base ตัวชี้วัด 1 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแผนโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ	20	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)
Performance Base ตัวชี้วัด 2 ระดับความสำเร็จของการจัดทำแนวทางการส่งเสริมการแข่งขันในกิจการก๊าซธรรมชาติ ระยะที่ 2	20	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)
Performance Base ตัวชี้วัด 3 การลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ สำหรับแปลงสำรวจ G1/61 และ G2/61	15	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	1 (ผลผลิต)
Performance Base ตัวชี้วัด 4 การประเมินอุปกรณ์และสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียม (แปลง G1/61 และ G2/61)	15	1 (ผลผลิต)	2 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)	3 (ผลผลิต)
Potential Base ตัวชี้วัด 5 การพัฒนาระบบบัญชีข้อมูล (Data Catalog) เพื่อนำไปสู่การเปิดเผยข้อมูลภาครัฐ (Open Data)	15	50.00 (คะแนน)	75.00 (คะแนน)	100.00 (คะแนน)	100.00 (คะแนน)
Potential Base ตัวชี้วัด 6 การประเมินสถานะของหน่วยงานในการเป็นระบบราชการ 4.0 (PMQA 4.0)	15	370.00 (คะแนน)	432.02 (คะแนน)	440.66 (คะแนน)	447.74* (คะแนน)
Potential Base ตัวชี้วัด การถอดบทเรียนในการบริหารจัดการผลกระทบและการแก้ไขปัญหาในสภาวะวิกฤตโควิด-19 (COVID-19)	0				100 (คะแนนบรรยาย)

หมายเหตุ

Performance Base : การประเมินประสิทธิภาพผลการดำเนินงาน

Potential Base : การประเมินศักยภาพในการดำเนินงาน

* ผลการประเมินสถานะของหน่วยงานในการเป็นระบบราชการ 4.0 (PMQA 4.0) 447.07 คะแนน และได้รับการรับรองการผ่านเกณฑ์คุณภาพการบริหารจัดการภาครัฐ 4.0 ระดับพื้นฐาน (basic)



Part 11

APPENDICES

ภาคผนวก

11.1
สถิติย้อนหลัง 5 ปี
5 YEAR LOOK BACK

กิจกรรม Activity	2560 2017	2561 2018	2561 2019	2563 2020	2564 2021
การสำรวจธรณีฟิสิกส์ Geophysical Surveys					
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 2 มิติ (กม.) 2D seismic surveys (km.)	-	-	-	-	-
การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (ตร.กม.) 3D seismic surveys (sq.km.)	456	30	170	-	-
การเจาะ Drilling					
หลุมสำรวจ (หลุม)[1] Exploratory wells[1]	33	18	22	9	11
หลุมพัฒนา (หลุม) Development wells	591	581	500	342	271
ปริมาณการขายและรายได้ของรัฐ Sale Volume & Govt. Revenue					
ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Bcf)	1,062	1,112	1,059	965	906
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	35.5	34.7	34.1	27.9	26.8
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	52.6	49.5	49.7	45.6	37.3
มูลค่าปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Value (billion baht)	344.2	378.4	375.5	274.3	301.1
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (พันล้านบาท) Royalty (billion baht)	41.2	45.1	45.4	33.0	35.7
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) (พันล้านบาท)[2] SRB (billion baht)[2]	0.065	0.465	1.1	0.015	0.145
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (พันล้านบาท)[2] Petroleum Income tax (billion baht)	38.4	66.8	84.1	70.9	49.9

กิจกรรม Activity	2560 2017	2561 2018	2561 2019	2563 2020	2564 2021
ให้องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม TAOs in producing areas	543.10	852.64	845.65	518.42	720.35
ให้ อบต. และเทศบาลทั่วประเทศ TAOs and other municipalities nationwide	543.10	852.64	845.65	518.42	720.35
ให้องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.) PAOs in producing areas	543.10	852.64	845.65	518.42	720.35
สัมปทานปิโตรเลียม Petroleum Concessions					
จำนวนสัมปทาน Concessions	39	39	38	38	36
จำนวนแปลงสำรวจ Exploration Blocks	49	49	48	48	46
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ 31 ธันวาคม[3] Prove Reserve at December 31[3]					
ก๊าซธรรมชาติ (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต) Natural Gas (Tcf)	6.41	6.05	4.88	3.94	3.44
คอนเดนเสท (ล้านบาร์เรล) Condensate (MMbbl)	166.10	155.72	127.21	102.65	86.42
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล) Crude Oil (MMbbl)	156.40	136.88	125.54	92.44	94.67

[1] รวมหลุมประเมินผล
[1] Including appraisal wells
[2] จัดเก็บในเดือนพฤษภาคมถึงสิงหาคมของปีถัดไป
[2] Collected in May to August of the following year
[3] รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
[3] Including half of MTJDA

11.2
ปริมาณ มูลค่าปิโตรเลียม และค่าภาคหลวง (รายปี)
SALES VOLUME, VALUE AND ROYALTY (ANNUAL)

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Erawan															
• Sales (MMCF)	614,049.61	995,249.96	960,353.57	83,849.75	89,913.52	69,466.97	79,201.12	68,161.81	72,903.28	66,143.68	53,057.31	57,549.79	59,027.43	54,100.56	3,323,028.36
• Value (MMBaht)	34,280.72	59,180.99	111,686.21	13,290.46	17,813.40	15,610.86	17,419.65	14,380.90	12,808.29	10,979.17	9,632.16	10,555.72	9,857.98	7,825.98	345,322.48
• Royalty (MMBaht)	4,303.03	7,397.61	13,960.77	1,661.31	2,226.68	1,951.36	2,177.46	1,797.61	1,601.04	1,372.40	1,204.02	1,319.46	1,232.25	978.25	43,183.23
Baanpot + South Satun + S Baanpot															
• Sales (MMCF)	76,693.50	239,899.98	213,285.24	28,171.85	29,721.36	24,056.60	25,588.68	26,770.84	23,063.60	25,693.23	26,440.88	29,237.09	33,017.17	25,365.42	827,005.43
• Value (MMBaht)	4,439.66	16,545.39	27,432.14	5,545.15	6,330.60	5,326.94	5,618.97	6,084.92	4,278.40	4,400.42	4,927.03	5,659.54	5,958.88	3,956.44	106,504.48
• Royalty (MMBaht)	554.95	2,068.14	3,429.02	693.14	791.33	665.87	702.37	760.62	534.80	550.05	615.88	707.44	744.86	494.56	13,313.02
Satun + Pladang + Trat + Pladang_PLCPP2 + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + South Trat +Trat 11A + Trat U3															
• Sales (MMCF)	327,300.43	755,173.32	663,321.24	54,477.60	75,973.69	70,828.67	119,403.26	112,758.09	121,267.96	109,267.07	108,460.11	108,276.06	87,942.39	60,973.23	2,775,423.12
• Value (MMBaht)	19,128.17	52,599.29	81,759.86	10,2w92.63	17,618.10	16,855.61	27,953.48	26,175.65	23,424.65	18,769.04	19,216.22	21,354.39	17,190.13	10,337.38	362,674.60
• Royalty (MMBaht)	2,391.02	6,574.96	10,220.11	1,286.58	2,202.26	2,106.95	3,494.19	3,271.96	2,928.08	2,346.13	2,402.03	2,669.30	2,148.77	1,292.17	45,334.50
Platong + Kaphong + Surat + Plamuk + North Kung + SW. Platong + South Platong + SW Platong_U2+Kapong 10A+Kapong U3+Platong U3															
• Sales (MMCF)	161,373.79	291,320.34	350,232.46	55,245.34	123,015.86	117,286.25	124,882.95	135,035.80	125,491.57	124,501.98	115,360.70	122,616.11	110,723.30	69,360.50	2,026,446.96
• Value (MMBaht)	9,160.55	18,860.54	42,306.50	9,841.90	25,693.11	24,479.72	26,610.35	27,892.21	21,596.99	19,494.43	19,161.16	21,224.27	17,942.35	9,376.95	293,641.04
• Royalty (MMBaht)	1,145.07	2,357.18	5,288.31	1,230.24	3,211.64	3,059.97	3,326.29	3,486.53	2,699.62	2,436.80	2,395.15	2,653.03	2,242.79	1,172.12	36,704.74
Funan + Jakrawan + West Jakrawan + Gomin + Dara + S Gomin															
• Sales (MMCF)	0.00	669,706.46	930,856.38	91,093.92	86,524.62	101,565.86	80,310.74	80,730.44	86,408.84	96,435.74	96,825.27	97,026.96	80,432.69	63,397.14	2,561,315.05
• Value (MMBaht)	0.00	47,703.06	114,118.41	17,148.81	19,305.40	22,969.80	17,988.16	18,284.51	16,205.81	16,507.54	17,380.23	18,590.80	15,098.42	10,373.72	351,674.67
• Royalty (MMBaht)	0.00	5,962.84	14,264.80	2,143.60	2,413.18	2,871.22	2,248.52	2,285.56	2,025.73	2,063.44	2,172.53	2,323.85	1,887.30	1,296.71	43,959.29
Pailin + Morakot+North Pailin + North West Moragot + South Pailin															
• Sales (MMCF)	0.00	81,689.02	1,212,690.63	133,825.51	140,874.17	137,316.85	136,366.95	111,448.07	119,757.24	126,766.58	148,658.50	149,283.84	120,387.63	143,716.73	2,762,781.72
• Value (MMBaht)	0.00	7,329.23	189,198.51	24,761.15	29,910.58	35,813.85	38,151.98	30,855.05	30,335.57	21,961.01	23,039.91	26,869.60	23,580.10	25,543.54	507,350.09
• Royalty (MMBaht)	0.00	916.15	23,649.81	3,095.14	3,738.82	4,476.73	4,769.00	3,856.88	3,791.95	2,745.13	2,879.99	3,358.70	2,947.51	3,192.94	63,418.76
Yala 10A + Yala U2 + Yala U3															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	182,606.64	22,811.98	33,331.49	28,976.57	21,415.34	24,083.14	15,452.65	12,724.91	15,242.02	15,846.25	14,482.85	8,252.51	395,226.36
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	23,118.51	4,001.24	6,819.21	6,020.79	4,508.66	4,943.16	2,647.08	1,994.85	2,502.44	2,688.19	2,279.45	1,093.35	62,616.93
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	2,889.81	500.16	852.40	752.60	563.58	617.89	330.89	249.36	312.81	336.02	284.93	136.67	7,827.11
Bongkot + Bongkot South															
• Sales (MMCF)	0.00	981,419.17	2,065,079.60	215,549.06	282,296.90	324,506.28	317,757.84	330,447.49	324,546.86	312,592.20	359,867.74	292,329.58	279,025.83	309,012.57	6,394,431.12
• Value (MMBaht)	0.00	76,698.06	326,174.82	45,281.47	70,706.88	80,620.92	79,736.02	73,566.77	59,278.07	62,353.94	63,375.67	68,263.49	57,800.75	64,607.40	1,128,464.26
• Royalty (MMBaht)	0.00	9,587.25	40,771.85	5,660.18	8,838.36	10,077.61	9,967.00	9,195.85	7,409.76	7,794.24	7,921.96	8,532.94	7,235.98	8,075.92	141,068.92

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Arthit															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	371,206.41	128,177.80	86,919.07	81,448.42	79,644.42	77,803.54	80,285.14	79,197.33	78,397.95	82,421.87	81,666.87	87,232.12	1,314,400.94
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	55,187.03	19,127.57	19,595.10	19,202.26	18,921.67	18,428.89	16,485.00	14,339.55	15,394.30	17,167.71	16,303.99	16,082.55	246,235.61
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	6,898.38	2,390.95	2,449.39	2,400.28	2,365.21	2,303.61	2,060.62	1,792.44	1,924.29	2,145.96	2,038.00	2,010.32	30,779.45
Sirikit + Sirikit West + Pru Krathiam															
• Sales (MMCF)	52,656.31	136,727.29	124,185.67	6,593.40	7,886.11	9,541.05	10,336.74	9,370.63	8,126.02	7,650.43	5,795.67	3,560.77	2,519.02	2,805.18	387,754.30
• Value (MMBaht)	1,838.35	7,115.32	7,570.40	349.42	442.71	474.72	519.59	513.75	608.33	1,021.57	755.32	634.04	486.97	553.01	22,883.49
• Royalty (MMBaht)	229.79	898.40	946.30	43.68	55.34	59.34	64.95	64.22	76.04	127.70	94.42	79.25	60.87	95.18	2,921.53
Nam Phong															
• Sales (MMCF)	26.46	249,578.55	127,857.75	5,669.24	5,169.58	4,854.87	4,334.41	4,391.06	4,047.59	3,331.08	3,045.42	3,014.13	2,966.09	2,741.87	421,028.11
• Value (MMBaht)	0.86	14,502.04	17,180.29	1,300.67	1,249.11	1,081.19	939.75	582.74	463.50	476.74	520.45	442.55	319.60	445.22	39,504.71
• Royalty (MMBaht)	0.11	1,812.75	2,147.54	162.58	156.14	135.15	117.47	72.84	57.94	59.59	65.06	55.32	39.95	55.65	4,938.08
Tantawan															
• Sales (MMCF)	0.00	71,808.51	144,858.85	7,676.69	2,784.70	2,105.86	2,379.29	4,700.70	11,716.50	2,178.52		0.00	0.00	0.00	250,209.63
• Value (MMBaht)	0.00	7,094.31	15,824.22	1,238.76	537.21	365.77	412.02	631.49	1,444.00	286.48	0.00	0.00	0.00	0.00	27,834.26
• Royalty (MMBaht)	0.00	718.10	2,153.12	158.82	68.84	45.78	51.13	77.55	182.81	35.70	0.00	0.00	0.00	0.00	3,491.85
Benchamas+Benchamas North+ Maliwan + Jarmjuree															
• Sales (MMCF)	0.00	43,367.56	522,980.56	43,983.84	39,163.27	36,092.18	30,567.18	29,999.47	31,921.84	28,696.46	23,608.05	23,131.15	16,950.47	13,125.93	883,587.96
• Value (MMBaht)	0.00	3,957.16	68,152.04	7,841.54	7,918.30	6,746.42	5,765.95	4,567.44	4,145.93	4,001.98	3,589.43	3,673.28	2,192.32	1,735.20	124,287.00
• Royalty (MMBaht)	0.00	494.55	9,202.07	1,008.60	1,015.31	849.18	721.08	564.46	524.00	491.20	408.84	425.93	236.01	173.96	16,115.19
Rajpruek															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	13,354.02	2,285.24	373.81	115.26	283.68	210.38	294.99	108.38		0.00	0.00	0.00	17,025.76
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,728.58	385.11	72.29	18.56	47.21	29.98	35.99	14.41	(0.00)	0.00	0.00	0.00	2,332.14
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	216.07	48.14	9.04	2.32	5.90	3.75	4.50	1.80	(0.00)	0.00	0.00	0.00	291.52
Sinphuhorm															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	126,634.77	30,345.26	34,026.33	31,970.07	38,393.29	44,044.10	43,327.56	28,365.09	28,657.39	30,817.95	34,334.26	33,004.89	503,920.95
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	27,172.40	8,144.08	9,506.35	7,888.58	9,627.93	7,276.92	5,183.63	4,252.98	5,122.27	5,052.44	3,917.42	5,261.27	98,406.25
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3,396.55	1,018.01	1,188.29	986.07	1,203.49	909.61	647.95	531.62	640.28	631.56	483.78	663.11	12,300.34
Lanta + Surin															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	3,778.96	1,061.08	443.48	634.00	8,844.19	785.16	653.41	787.41	526.52	573.46	548.25	374.02	19,009.93
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	652.20	185.51	90.03	118.17	239.58	121.14	82.99	109.75	79.76	90.40	72.40	51.16	1,893.09
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	50.30	12.10	6.38	7.25	16.88	8.58	5.48	7.32	4.57	4.95	4.15	2.77	130.73
Yungthong															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	1,672.96	4,170.51	3,349.21	3,005.49	3,415.52	1,857.97	2,398.60	1,979.85	2,104.13	1,166.52	2,316.16	503.37	27,940.28
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	230.44	689.62	674.46	622.26	713.16	378.21	413.65	305.62	340.54	195.98	368.50	65.75	4,998.19
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	12.15	39.54	37.09	33.36	37.75	19.58	21.62	16.01	17.82	9.80	18.42	3.29	266.43
Chaba															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	3,381.07	2,078.14	2,902.54	1,524.89	746.39	892.98	2,490.55	3,177.68	2,459.83	2,215.28	1,761.30	4,212.43	27,843.08
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	464.09	318.48	499.90	242.02	110.37	115.04	273.26	386.88	320.20	301.07	183.32	487.25	3,701.89
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	61.91	40.88	64.15	30.36	13.88	14.27	34.54	47.48	35.97	35.25	19.87	49.31	447.88

Sales Volume, Value and Royalty of Natural Gas

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Pakarang + Pakarang South															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	6,295.00	24,436.51	25,645.56	14,872.39	25,331.34	28,876.81	32,548.77	43,541.37	37,173.87	30,741.12	17,673.31	287,136.05
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	1,248.38	5,122.94	5,595.12	3,450.90	5,561.30	5,226.67	5,335.22	7,681.39	7,012.84	5,252.68	2,584.29	54,071.73
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	156.05	640.37	699.39	431.36	695.16	653.33	666.90	960.17	876.61	656.58	323.04	6,758.97
Burapa															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	96.44	115.67	125.08	28.64	15.49	22.83	8.83	0.00	412.99
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.18	5.47	6.00	1.37	0.73	1.01	0.39	0.00	19.14
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.21	0.27	0.30	0.07	0.04	0.05	0.02	0.00	0.96
G8/50															
• Sales (MMCF)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	73.70	358.41	224.08	68.88	0.00	0.00	725.07
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	12.78	63.20	42.78	14.57	0.00	0.00	133.34
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.64	3.16	2.14	0.73	0.00	0.00	6.67
G12/48															
• Sales (MMCF)											43.17	3,459.14	6,355.61	7,558.46	17,416.38
• Value (MMBaht)											12.24	932.03	1,511.96	1,804.80	4,261.04
• Royalty (MMBaht)											0.61	46.96	78.60	94.83	221.00
Na sanun East															
• Sales (MMCF)											6.10	14.50	0.00	0.00	20.60
• Value (MMBaht)											0.39	0.95	0.00	0.00	1.34
• Royalty (MMBaht)											0.02	0.05	0.00	0.00	0.07
MGWH G7/50															
• Sales (MMCF)													390.58	3,227.48	3,618.06
• Value (MMBaht)													76.19	587.16	663.35
• Royalty (MMBaht)													3.81	29.43	33.24
TOTAL NATURAL GAS															
• Sales (MMCF)	1,232,100.08	4,515,940.16	8,018,336.78	923,361.21	1,069,106.22	1,070,941.70	1,098,840.81	1,088,938.68	1,103,229.80	1,062,533.44	1,112,337.70	1,059,806.03	965,597.85	906,637.72	25,227,708.19
• Value (MMBaht)	68,848.31	311,585.38	1,109,956.66	170,991.95	239,905.70	250,053.55	258,739.59	240,395.53	204,956.59	187,056.17	193,094.63	210,724.86	180,393.80	162,772.42	3,789,475.14
• Royalty (MMBaht)	8,623.97	38,787.94	139,558.87	21,349.71	29,964.99	31,210.78	32,277.71	30,006.81	25,591.65	23,338.55	24,058.57	26,213.17	22,364.48	20,140.23	473,487.42

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Erawan															
• Sales (MBBL)	22,101.94	33,243.95	35,198.46	3,813.46	3,284.30	2,196.06	2,471.06	1,938.51	2,279.77	2,338.27	2,153.14	1,841.29	1,604.61	1,298.37	93,661.24
• Value (MMBaht)	12,257.33	18,677.07	66,274.84	11,880.78	10,660.12	6,836.80	7,512.69	3,289.20	3,397.72	4,124.32	4,711.13	3,453.87	1,919.48	2,664.27	145,402.28
• Royalty (MMBaht)	1,517.01	2,334.62	8,284.36	1,485.10	1,332.51	854.60	939.09	411.15	424.71	515.54	588.89	431.73	239.94	333.03	18,175.27
Baanpot + S Baanpot															
• Sales (MBBL)	3,111.72	1,691.26	5,633.72	1,049.17	860.25	726.84	945.26	1,018.50	892.31	967.95	903.78	1,230.95	1,273.24	967.37	18,160.58
• Value (MMBaht)	1,613.91	1,058.88	12,874.87	3,264.81	2,807.97	2,260.94	2,864.35	1,726.80	1,309.15	1,674.03	1,959.34	2,309.84	1,517.50	1,981.20	37,609.67
• Royalty (MMBaht)	199.92	132.35	1,609.36	408.10	351.00	282.62	358.04	215.85	163.64	209.25	244.92	288.73	189.69	247.65	4,701.20
Satun + South Satun															
• Sales (MBBL)	10,286.84	28,642.68	14,296.33	977.20	1,476.96	931.52	1,391.12	2,109.30	1,844.95	1,658.46	1,830.93	1,203.24	1,620.20	1,278.83	59,261.71
• Value (MMBaht)	4,924.60	15,728.47	25,828.23	3,059.84	4,789.17	2,886.58	4,156.89	3,659.29	2,804.15	2,913.23	4,025.59	2,249.58	1,901.05	2,656.48	76,658.54
• Royalty (MMBaht)	643.49	1,966.02	3,228.53	382.48	598.65	360.82	519.61	457.41	350.52	364.15	503.20	281.20	237.63	332.06	9,582.28
Platong + Kaphong + SW. Platong + South Platong + SW. Platong U2 + Platong U3 + Dara															
• Sales (MBBL)	8,409.88	11,980.88	737.40	249.82	2,595.04	2,406.35	2,477.50	4,797.41	4,882.91	5,028.67	3,837.00	3,153.22	1,530.00	915.11	44,591.30
• Value (MMBaht)	4,031.58	6,980.73	796.69	795.00	8,414.55	7,550.75	7,377.98	8,244.47	7,133.15	8,797.40	8,296.65	5,884.08	1,920.03	1,777.38	73,968.87
• Royalty (MMBaht)	496.95	872.56	99.59	99.38	1,051.82	943.84	922.25	1,030.56	891.64	1,099.68	1,037.08	735.51	240.00	222.17	9,246.08
Funan															
• Sales (MBBL)	0.00	17,218.76	17,036.36	1,463.77	1,581.29	1,145.80	973.61	1,288.32	1,279.61	1,104.32	1,295.56	723.76	991.16	681.88	46,784.17
• Value (MMBaht)	0.00	9,519.40	32,569.72	4,545.28	5,135.92	3,546.81	2,748.22	2,151.84	1,919.73	1,979.82	2,876.10	1,353.88	1,113.58	1,391.57	70,851.88
• Royalty (MMBaht)	0.00	1,189.90	4,071.22	568.16	641.99	443.35	343.53	268.98	239.97	247.48	359.51	169.24	139.20	173.95	8,856.46
Jakrawan + West Jakrawan															
• Sales (MBBL)	0.00	3,758.65	7,344.75	438.22	482.12	1,261.84	759.36	814.27	749.51	1,245.76	963.23	769.14	607.41	654.02	19,848.27
• Value (MMBaht)	0.00	2,560.27	14,924.61	1,355.31	1,573.71	3,914.28	2,290.49	1,409.62	1,103.56	2,160.84	2,088.64	1,426.54	749.50	1,319.52	36,876.88
• Royalty (MMBaht)	0.00	320.01	1,865.58	169.41	196.71	489.28	286.31	176.20	137.94	270.11	261.08	178.32	93.69	164.94	4,609.58
Surat															
• Sales (MBBL)	0.00	1,600.38	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,600.38
• Value (MMBaht)	0.00	776.81	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	776.81
• Royalty (MMBaht)	0.00	97.36	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	97.36
Gomin + S Gomin															
• Sales (MBBL)	0.00	3,393.68	6,270.21	1,594.02	1,231.33	983.74	1,058.14	922.75	1,303.90	1,390.89	1,684.75	2,788.93	1,436.19	1,026.42	25,084.95
• Value (MMBaht)	0.00	2,085.75	10,721.51	5,018.85	3,939.81	3,086.24	3,328.80	1,602.25	1,943.52	2,413.13	3,656.86	5,263.80	1,801.60	2,169.08	47,031.19
• Royalty (MMBaht)	0.00	260.69	1,339.03	627.36	492.48	385.78	416.10	200.28	242.94	301.64	457.11	657.97	225.20	271.13	5,877.71
Pladang + Trat + Pladang_PLCPP2 + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + South Trat + Trat 11A + Trat U3															
• Sales (MBBL)	0.00	2,430.88	9,619.17	488.49	994.17	1,484.27	2,533.49	1,575.45	2,401.30	2,058.81	1,592.10	2,607.59	1,301.12	675.10	29,761.94
• Value (MMBaht)	0.00	2,068.41	16,834.41	1,516.28	3,132.21	4,723.68	7,837.63	2,576.55	3,564.86	3,658.00	3,398.40	4,918.85	1,605.11	1,382.29	57,216.67
• Royalty (MMBaht)	0.00	258.53	2,104.30	189.53	391.53	590.46	979.70	322.07	445.61	457.25	424.80	614.86	200.64	172.79	7,152.07
Plamuk															
• Sales (MBBL)	0.00	146.36	0.90	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.46	0.00	0.00	147.73
• Value (MMBaht)	0.00	119.60	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.86	0.00	0.00	121.39
• Royalty (MMBaht)	0.00	14.94	0.12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	15.16

Sales Volume, Value and Royalty of Condensate

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Pailin + Morakot + North Pailin + North West Moragot + South Pailin															
• Sales (MBBL)	0.00	5,290.09	53,958.13	5,672.10	5,441.81	5,784.45	6,356.34	5,187.79	5,548.97	5,755.59	6,371.07	6,404.25	4,875.71	5,718.24	122,364.54
• Value (MMBaht)	0.00	4,879.21	107,337.55	17,742.70	17,779.44	18,137.97	19,320.06	8,707.97	8,260.37	10,173.34	13,920.25	12,032.84	6,109.38	12,185.60	256,586.68
• Royalty (MMBaht)	0.00	609.51	13,417.19	2,217.84	2,222.43	2,267.25	2,415.01	1,088.50	1,032.55	1,271.67	1,740.03	1,504.10	763.67	1,523.20	32,072.94
Arthit															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	17,395.54	5,799.22	3,868.73	3,382.33	3,428.20	3,438.94	3,417.65	3,547.12	3,783.46	3,903.53	3,891.30	4,536.87	60,392.89
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	42,412.51	18,546.99	12,891.84	10,841.64	10,474.01	5,769.68	5,077.93	6,232.58	8,294.92	7,414.54	4,805.92	9,787.42	142,549.97
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	5,301.56	2,318.37	1,611.48	1,355.21	1,309.25	721.21	634.74	779.07	1,036.87	926.82	600.74	1,223.43	17,818.75
Bongkot + Bongkot South															
• Sales (MBBL)	0.00	23,803.66	64,439.47	7,451.04	10,196.19	11,859.97	10,530.39	10,102.61	9,749.62	9,529.89	9,016.53	8,284.06	7,767.02	8,112.48	190,842.93
• Value (MMBaht)	0.00	15,768.02	121,455.44	23,100.34	32,453.30	36,504.58	31,291.30	16,768.22	13,855.13	16,419.62	19,325.73	15,374.53	9,327.71	17,019.10	368,663.01
• Royalty (MMBaht)	0.00	1,970.98	15,181.93	2,887.54	4,056.66	4,563.07	3,911.41	2,096.03	1,731.89	2,052.45	2,415.72	1,921.82	1,165.96	2,127.39	46,082.86
Sinphuhorm															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	660.75	138.77	156.34	139.39	151.32	168.07	159.22	91.43	89.62	99.49	103.51	94.44	2,052.35
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,502.86	424.42	485.12	410.71	452.38	280.69	236.97	161.79	189.74	172.82	114.94	196.28	4,628.75
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	187.86	53.05	60.64	51.34	56.55	35.09	29.62	20.22	23.72	21.60	14.37	24.54	578.59
Pakarang + Pakarang South															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	201.90	1,080.66	1,083.47	1,160.24	1,223.51	1,039.85	849.42	1,172.95	1,053.42	723.75	446.58	10,035.74
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	641.94	3,528.65	3,422.08	3,630.23	2,136.91	1,574.83	1,540.04	2,558.68	1,969.60	892.58	966.88	22,862.41
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	80.24	441.08	427.76	453.78	267.11	196.85	192.50	319.83	246.20	111.57	120.86	2,857.80
G12/48															
• Sales (MBBL)												40.02	160.08	200.11	400.21
• Value (MMBaht)												70.64	200.92	396.28	667.84
• Royalty (MMBaht)												3.76	11.34	22.06	37.16
G8/50															
• Sales (MBBL)									0.00	18.00	10.00	3.07	0.00	0.00	31.07
• Value (MMBaht)									0.00	29.37	23.31	6.47	0.00	0.00	59.15
• Royalty (MMBaht)									0.00	1.47	1.17	0.32	0.00	0.00	2.96
Morakot G7/50															
• Sales (MBBL)													33.22	213.47	246.69
• Value (MMBaht)													43.57	464.86	508.43
• Royalty (MMBaht)													2.18	23.33	25.51
TOTAL CONDENSATE															
• Sales (MBBL)	43,910.39	133,201.24	232,591.19	29,337.17	33,249.18	33,386.03	34,236.02	34,585.41	35,549.57	35,584.58	34,704.12	34,106.41	27,918.52	26,819.26	769,179.08
• Value (MMBaht)	22,827.42	80,222.62	453,534.16	91,892.54	107,591.82	104,123.04	103,285.03	58,323.50	52,181.06	62,277.52	75,325.35	63,902.73	34,022.87	56,358.19	1,365,867.83
• Royalty (MMBaht)	2,857.37	10,027.47	56,690.61	11,486.57	13,448.98	13,015.38	12,910.63	7,290.44	6,522.63	7,782.49	9,413.92	7,982.28	4,235.81	6,982.53	170,647.11

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Sirikit (LPG)															
• Sales (MMKG) *	41.10	1,018.18	946.74	86.29	92.73	97.68	93.50	96.53	96.73	88.98	74.29	72.98	66.57	67.74	2,940.05
• Value (MMBaht)	251.51	6,856.25	9,831.40	801.43	882.98	914.42	927.05	1,275.96	1,338.80	1,230.52	1,026.46	1,008.33	919.78	977.40	28,242.29
• Royalty (MMBaht)	31.44	857.02	1,228.93	100.18	110.37	114.30	115.88	159.50	167.35	153.82	128.31	126.04	114.97	122.18	3,530.27
Platong + Platong U3 + South Platong															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	4,086.90	27.98	7.93	9.89	70.71	332.21	290.48	657.11	1,152.19	1,924.64	2,046.90	1,347.50	11,954.43
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	6,551.73	91.66	27.46	32.97	193.46	547.41	412.70	1,190.92	2,726.06	3,958.17	2,735.66	3,025.06	21,493.27
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	818.97	11.46	3.43	4.12	24.18	68.43	51.59	148.87	340.76	494.77	341.96	378.13	2,686.66
Kaphong + Kaphong 10A + Kaphong U3															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	8,590.03	1,985.39	897.36	887.80	718.90	1,910.50	3,092.99	2,618.17	2,535.39	2,825.40	1,744.93	662.36	28,469.21
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	20,067.58	6,481.87	3,119.04	2,939.68	2,366.72	3,079.01	4,459.84	4,829.33	5,918.80	5,795.46	2,378.64	1,384.20	62,820.17
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	2,508.45	810.23	389.88	367.46	295.84	384.88	557.48	603.67	739.85	724.43	297.33	173.02	7,852.52
Plamuk															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	48,122.25	4,684.75	6,339.68	7,161.39	5,484.01	4,209.56	3,790.77	3,680.12	2,759.72	3,148.59	3,383.29	2,507.43	95,271.55
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	107,806.51	15,260.55	22,027.03	23,875.41	17,754.13	7,392.28	5,651.74	6,720.50	6,364.01	6,414.25	4,390.65	5,626.92	229,283.98
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	13,475.81	1,907.57	2,753.38	2,984.43	2,219.27	924.04	706.47	840.06	795.50	801.78	548.83	703.36	28,660.49
Surat															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	6,779.13	1,724.14	984.59	570.47	1,133.41	643.58	294.56	193.46	494.57	481.28	315.37	322.26	13,936.81
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	15,238.54	5,744.81	3,403.49	1,911.59	3,594.60	1,139.75	436.56	358.33	1,180.05	979.48	415.07	732.60	35,134.86
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,904.82	718.10	425.44	238.95	449.33	142.47	54.57	44.79	147.51	122.43	51.88	91.57	4,391.86
Yala + Yala 10A + Yala U2 + Yala U3															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	28,544.08	3,353.23	1,924.11	1,927.79	1,261.31	2,050.61	2,085.97	1,547.87	2,366.48	2,315.63	2,297.01	1,365.46	51,039.54
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	66,627.53	11,055.82	6,726.98	6,385.38	3,865.45	3,532.86	3,155.12	2,863.51	5,425.03	4,694.77	3,175.26	3,108.56	120,616.28
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	8,328.44	1,381.98	840.87	798.17	483.18	441.61	394.39	357.94	678.13	586.85	396.91	388.57	15,077.03
Pladang + Trat + Satun + N Trat-East + North Trat U3 + North Trat U5 + Pladang_PLCPP2															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	210.73	0.00	1.31	0.00	19.72	30.81	93.76	73.33	338.06	299.45	168.73	71.95	1,307.83
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	499.72	0.00	4.40	0.00	52.31	53.30	148.51	137.43	807.05	630.76	224.15	162.37	2,720.00
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	62.47	0.00	0.55	0.00	6.54	6.66	18.56	17.18	100.88	78.85	28.02	20.30	340.01
Jasmine															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	33,150.69	6,220.76	5,100.15	4,830.23	5,085.87	4,524.47	4,870.65	4,429.34	4,902.03	4,024.35	3,814.27	3,758.14	84,710.95
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	77,055.89	19,571.81	17,124.91	15,574.08	16,112.45	7,946.68	6,974.69	7,968.79	9,485.43	8,052.28	5,055.44	8,303.72	199,226.17
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	9,631.99	2,446.48	2,140.61	1,946.76	2,014.06	993.34	871.84	996.10	1,185.68	1,006.53	631.93	1,037.96	24,903.27
Sirikit et al.															
• Sales (MBBL)	50,191.72	77,141.28	72,352.20	8,324.88	10,249.52	11,953.53	10,162.57	10,592.81	10,020.90	9,460.38	9,848.34	11,172.89	10,662.61	9,626.45	311,760.08
• Value (MMBaht)	24,559.24	40,821.30	129,679.21	25,468.74	32,634.91	35,757.07	29,220.38	16,733.37	13,645.05	15,687.83	20,223.86	20,423.20	13,063.42	19,574.95	437,492.52
• Royalty (MMBaht)	3,069.90	5,102.71	16,209.90	3,183.59	4,079.36	4,469.63	3,652.55	2,091.67	1,705.63	1,960.98	2,527.98	2,552.90	1,632.93	2,446.87	54,686.61
Nang Nuan															
• Sales (MBBL)	475.75	4,030.71	1,124.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5,630.57
• Value (MMBaht)	156.14	1,897.89	2,553.78	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4,607.82
• Royalty (MMBaht)	19.52	237.22	319.22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	575.96

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Kamphang Saen + U-Thong + Sangkrajai															
• Sales (MBBL)	0.00	3,097.05	1,915.24	142.70	136.14	120.19	97.35	140.98	134.48	92.49	92.06	83.19	49.31	71.72	6,172.91
• Value (MMBaht)	0.00	1,320.56	3,155.16	438.20	440.84	362.68	284.35	226.16	173.38	155.39	195.92	153.60	64.48	157.76	7,128.49
• Royalty (MMBaht)	0.00	65.54	157.75	21.91	22.04	18.13	14.22	11.31	8.67	7.77	9.80	7.68	3.22	7.89	355.94
Bung Ya + Bung Muang + Nong Sa															
• Sales (MBBL)	0.00	1,247.72	4,128.91	493.99	596.57	625.12	550.14	520.71	526.00	415.34	440.05	448.44	401.19	227.14	10,621.30
• Value (MMBaht)	0.00	659.69	7,890.72	1,532.34	1,936.25	1,895.19	1,616.83	851.52	694.55	714.26	948.17	824.95	510.30	475.89	20,550.65
• Royalty (MMBaht)	0.00	32.96	394.54	76.62	96.81	94.76	80.84	42.58	34.73	35.71	47.41	41.25	25.52	23.79	1,027.51
Wichian Buri + Nasanun + WBEXT-3 + POE Na sanun East + Borang North															
• Sales (MBBL)	0.00	444.41	8,992.08	875.05	541.98	458.42	1,303.50	1,781.74	1,315.51	578.77	403.99	265.25	192.51	165.76	17,318.97
• Value (MMBaht)	0.00	215.18	19,322.10	2,612.56	1,726.42	1,331.63	3,544.94	2,822.30	1,628.80	956.13	838.80	470.22	243.35	355.35	36,067.77
• Royalty (MMBaht)	0.00	10.57	1,273.01	133.63	86.33	66.58	197.33	168.80	89.90	48.76	41.94	23.51	12.17	17.77	2,170.29
Tantawan															
• Sales (MBBL)	0.00	8,482.93	19,539.55	1,242.24	1,202.58	1,032.79	575.78	772.92	1,125.11	510.34	142.23	0.00	0.00	0.00	34,626.45
• Value (MMBaht)	0.00	6,977.77	37,445.60	4,256.75	4,205.75	3,542.99	1,856.10	1,348.11	1,668.32	918.15	278.95	0.00	0.00	0.00	62,498.49
• Royalty (MMBaht)	0.00	872.84	5,087.72	552.02	545.50	451.02	235.51	165.21	212.73	114.46	34.33	0.00	0.00	0.00	8,271.36
Benchamas + Maliwan + Jarmjuree + Benchamas North + Jarmjuree North															
• Sales (MBBL)	0.00	9,576.23	141,791.08	8,809.53	9,501.20	8,660.13	8,984.70	8,239.93	7,837.70	7,769.00	5,921.64	6,424.26	5,200.78	4,207.22	232,923.39
• Value (MMBaht)	0.00	11,419.23	280,003.69	29,182.51	33,272.35	29,034.14	29,611.90	14,448.81	11,254.98	13,997.49	13,323.43	13,129.51	7,176.55	9,287.60	495,142.19
• Royalty (MMBaht)	0.00	1,490.29	38,033.79	3,771.08	4,277.51	3,652.97	3,703.12	1,782.71	1,426.16	1,722.97	1,521.47	1,528.68	782.59	958.80	64,652.13
Rajapruek + Lanta + Surin															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	14,332.96	2,756.32	2,793.59	1,922.68	2,524.84	2,617.77	2,378.88	2,295.66	1,380.00	1,151.52	1,498.58	1,095.44	36,748.24
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	35,254.35	9,174.44	9,835.91	6,478.74	7,999.52	4,580.97	3,418.90	4,155.70	3,088.59	2,318.65	2,065.26	2,414.22	90,785.26
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3,428.03	736.18	745.02	444.55	581.04	335.67	244.15	286.83	184.85	127.59	119.22	132.09	7,365.22
Bauluang															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	7,152.53	2,522.84	2,963.80	4,361.89	4,454.82	4,216.12	2,836.29	3,324.90	2,959.67	2,427.19	3,554.30	2,718.79	43,493.13
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	13,923.21	8,033.67	9,673.48	13,945.16	13,423.88	7,272.27	3,772.41	5,826.93	6,480.13	4,745.78	4,338.95	5,784.73	97,220.60
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,168.01	660.61	791.84	1,237.37	1,207.28	655.43	300.93	469.31	479.72	348.73	342.51	456.40	8,118.13
Songkhla															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	4,487.75	3,430.06	6,588.26	7,971.45	5,035.97	4,699.14	4,644.74	3,306.22	2,401.76	2,121.23	698.57	0.00	45,385.15
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	9,258.02	10,609.24	21,664.61	25,301.71	15,687.44	7,841.17	6,104.86	6,082.30	5,482.03	4,244.05	967.80	0.00	113,243.22
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	716.86	890.63	2,301.47	2,761.00	1,460.58	729.26	567.48	467.70	373.35	309.61	70.40	0.00	10,648.32
Yungthong															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	629.05	931.41	821.29	646.67	631.25	357.99	578.13	482.84	557.40	245.13	169.81	46.39	6,097.37
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1,563.66	3,211.25	2,879.24	2,124.77	2,084.84	646.98	940.03	905.41	1,325.36	504.30	221.18	98.37	16,505.40
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	83.51	199.43	168.42	126.60	117.51	37.42	52.19	51.54	70.20	25.22	11.06	4.92	948.01
Chaba															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	3,115.29	814.45	643.06	376.02	493.57	336.94	974.05	937.62	682.27	1,132.37	1,158.67	918.73	11,583.04
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	7,518.19	2,780.71	2,278.78	1,242.27	1,608.14	608.41	1,523.03	1,776.55	1,585.88	2,352.84	1,531.04	2,167.46	26,973.29
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1,007.83	361.30	294.77	156.64	203.43	76.31	193.10	217.56	181.68	275.61	172.61	225.66	3,366.50

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
North Kung															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	228.77	492.42	467.00	216.40	191.53	242.56	345.94	69.13	22.23	0.00	0.00	0.00	2,275.98
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	568.72	1,588.55	1,597.41	716.08	622.36	368.17	473.73	124.24	52.66	0.00	0.00	0.00	6,111.93
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	71.09	198.57	199.68	89.51	77.80	46.02	59.22	15.53	6.58	0.00	0.00	0.00	763.99
Arunothai															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	8.39	13.83	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	22.22
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	20.14	42.94	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	63.08
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	1.01	2.15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3.15
Burapa															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	86.88	0.00	221.87	218.24	210.09	189.11	200.13	49.51	33.57	54.42	19.35	0.00	1,283.18
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	197.50	0.00	704.81	662.30	632.53	312.71	270.84	87.63	77.81	102.69	24.16	0.00	3,072.97
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	9.87	0.00	35.24	33.12	31.63	15.64	13.54	4.38	3.89	5.13	1.21	0.00	153.65
L53A + L53B + L53D + L53G + AA + DD + South AA															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	28.68	165.71	342.98	323.68	239.45	221.50	189.06	185.12	182.16	773.68	887.95	1,018.29	4,558.25
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	61.67	498.84	1,093.41	950.14	687.44	342.11	243.30	308.93	379.08	1,330.89	1,111.21	2,186.21	9,193.22
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	3.08	24.94	54.67	47.51	34.37	17.11	12.16	15.45	18.95	70.45	58.38	117.38	474.45
Bung Krathiam															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.70	1.10	1.13	1.02	0.65	0.00	0.70	0.16	0.21	5.76	0.03	0.00	11.45
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	1.63	3.39	3.71	3.09	1.74	0.00	0.93	0.28	0.50	10.84	0.04	0.00	26.15
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.08	0.17	0.19	0.15	0.09	0.00	0.05	0.01	0.02	0.54	0.00	0.00	1.31
L33															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	41.73	83.58	26.40	17.31	16.32	14.58	11.73	67.14	126.74	23.66	17.21	7.39	453.77
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	96.62	244.19	82.47	50.02	45.47	22.64	14.87	117.47	262.57	43.16	21.55	15.75	1,016.79
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	4.83	12.21	4.12	2.50	2.27	1.13	0.74	5.87	13.13	2.16	1.08	0.79	50.84
Nong Phuk Chi															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	1.04	4.49	65.37	44.19	108.36	193.69	229.18	380.00	603.62	366.31	242.54	2,238.81
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	3.24	13.73	198.73	130.66	171.20	265.92	386.79	807.59	1,115.73	467.62	524.75	4,085.96
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.16	0.69	9.94	6.53	8.56	13.30	19.34	40.38	56.14	23.38	26.24	204.65
SW Platong + SW Platong_U2															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	12.02	0.00	0.00	0.44	172.65	174.79	179.77	382.38	295.10	471.85	145.15	1,834.14
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	39.76	0.00	0.00	0.92	302.53	275.97	325.37	899.11	596.37	592.31	315.90	3,348.24
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	4.97	0.00	0.00	0.12	37.82	34.50	40.67	112.39	74.55	74.04	39.49	418.53
Pakarang															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	4.09	0.00	0.00	11.62	578.25	1,955.67	2,208.12	2,257.86	1,018.61	1,160.57	625.16	9,819.94
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	13.48	0.00	0.00	34.24	952.92	2,943.22	4,071.67	5,269.53	2,096.11	1,556.60	1,346.67	18,284.45
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	1.69	0.00	0.00	4.28	119.11	367.90	508.96	658.69	262.01	194.58	168.33	2,285.56
Manora															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	103.83	5,144.16	3,982.12	2,554.71	2,275.61	2,110.01	1,876.04	2,640.92	20,687.39
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	202.03	8,587.87	5,441.49	4,701.87	5,221.25	4,332.89	2,343.40	5,821.02	36,651.83
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	11.17	798.84	462.83	352.87	390.42	327.87	178.18	444.11	2,966.28

Sales Volume, Value and Royalty of Crude Oil (and LPG*)

PETROLEUM FIELD	1981-1990	1991-2000	2001-2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	TOTAL
Wang Phai Sung															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.35	75.10	51.29	7.86	0.00	0.00	0.00	152.60
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	26.00	110.16	89.06	16.31	0.00	0.00	0.00	241.52
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.30	5.51	4.45	0.82	0.00	0.00	0.00	12.08
Wassana															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	288.40	2,907.14	1,520.38	1,533.17	1,649.37	676.46	0.00	8,574.93
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	317.74	2,647.60	2,286.23	3,253.59	3,018.16	689.01	0.00	12,212.34
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	24.75	206.33	171.13	233.72	231.95	49.87	0.00	917.74
Nong Yao															
• Sales (MBBL)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	846.04	3,639.43	3,186.74	2,998.34	2,712.63	2,861.06	3,578.85	19,823.08
• Value (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1,242.93	5,120.81	5,869.54	7,047.39	5,791.85	3,678.17	8,190.10	36,940.78
• Royalty (MMBaht)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	82.54	428.14	467.33	531.77	443.61	285.27	644.48	2,883.13
L1/64 Bung Ya															
• Sales (MBBL)														2.97	2.97
• Value (MMBaht)														7.43	7.43
• Royalty (MMBaht)														0.37	0.37
TOTAL CRUDE OIL															
• Sales (MBBL)	50,667.47	104,020.34	409,439.68	49,113.50	52,356.99	54,358.47	49,406.54	55,802.75	60,566.45	52,674.17	49,577.96	49,737.68	45,693.65	37,373.99	1,120,789.63
• Value (MMBaht)	24,966.89	70,167.87	852,192.86	158,742.75	177,360.36	175,230.24	154,161.87	94,994.15	85,211.13	94,844.56	109,991.40	99,139.30	59,961.05	82,045.00	2,239,009.44
• Royalty (MMBaht)	3,120.86	8,669.15	105,930.00	18,207.85	20,368.19	20,116.17	17,229.92	10,370.09	9,262.13	10,152.00	11,600.10	10,656.86	6,450.04	8,630.45	260,763.82
GRAND TOTAL															
TOTAL VALUE (MMbaht)	116,642.62	461,975.87	2,415,683.68	421,627.24	524,857.87	529,406.84	516,186.48	393,713.18	342,348.79	344,178.24	378,411.38	373,766.89	274,377.72	301,175.60	7,394,352.41
TOTAL ROYALTY (MMBaht)	14,602.20	57,484.56	302,179.48	51,044.13	63,782.16	64,342.34	62,418.26	47,667.33	41,376.41	41,273.03	45,072.59	44,852.31	33,050.33	35,753.21	904,898.34

หมายเหตุ
- G7/50 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนกรกฎาคม 2563
- G12/48 เริ่มมีการขายปิโตรเลียมในเดือนตุลาคม 2561
- Na sanun East เริ่มมีการขายก๊าซธรรมชาติในเดือนพฤศจิกายน 2561
- G5/43 หยุดผลิตตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2563

** ปริมาณขายเฉพาะ Crude ไม่รวม LPG

11.3

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียม ในปี 2564 (รายเดือน)

2021 PRODUCTION (MONTHLY)

Monthly Production of Natural Gas in 2021 (MMSCF)

Operator	Block	Field	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	32,103.27	29,364.55	34,276.34	31,178.44	32,318.05	31,204.40
CTEP	B12/27	Pailin	13,733.45	12,335.68	13,973.23	12,721.53	11,213.47	12,993.25
Chevron Pattani	G4/48	Yung Thong	41.76	41.21	51.27	25.38	43.05	26.10
PTTEP	15-16	Bongkot	17,753.63	16,090.65	18,168.24	16,770.97	17,931.65	16,707.43
PTTEP	16-17	Bongkot South	13,777.71	12,111.62	13,307.97	12,341.75	13,843.32	13,377.53
PTTEP	14A-16A	Arthit	8,288.02	7,395.88	8,531.33	7,899.15	8,318.34	8,185.97
PTTEP	G12/48	G12/48	1,151.67	960.61	852.36	946.23	756.87	890.18
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	1,782.22	1,860.86	1,975.03	1,695.55	2,023.27	1,424.23
COTL	G4/43	Lanta, Surin	29.59	35.49	49.42	41.79	40.85	37.98
MP B5	B5/27	Jasmin Ban Yen	182.24	153.49	190.00	143.23	133.63	141.36
MP G1	G1/48	Manora	16.56	15.51	17.26	17.34	18.62	17.79
MP G11	G11/48	Nong Yao	94.93	83.00	88.77	76.63	99.56	109.17
Total Offshore			88,955.05	80,448.55	91,481.22	83,857.99	86,740.68	85,115.39
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	865.10	829.78	932.90	910.92	906.71	842.37
EMEPKI	E5	Nam Phong	245.57	220.08	244.30	235.27	242.88	234.76
PTTEP SP	EU1, E5	Sinphuhorm	3,007.85	2,873.98	3,023.03	3,028.11	3,058.87	2,702.39
Total Onshore			4,118.52	3,923.84	4,200.23	4,174.30	4,208.46	3,779.52
Grand Total			93,073.57	84,372.39	95,681.45	88,032.29	90,949.14	88,894.91

Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg. MMSCF/ Month	Avg., MMSCFD
24,843.87	24,189.74	21,360.06	20,556.68	18,203.60	16,894.00	316,492.99	55,196,376.76	26,374.42	867.10
11,657.44	13,957.00	13,447.54	13,686.99	12,647.82	13,165.26	155,532.66	27,124,895.73	12,961.05	426.12
-	-	-	35.04	11.36	50.12	325.29	56,730.40	36.14	1.19
14,287.01	17,179.85	16,873.59	17,419.35	15,485.47	15,217.16	199,885.02	34,859,947.47	16,657.08	547.63
10,188.03	12,097.23	12,071.81	8,789.77	12,437.01	12,302.11	146,645.86	25,575,037.30	12,220.49	401.77
7,551.41	8,512.54	7,779.81	7,997.05	7,778.01	8,008.91	96,246.44	16,785,378.44	8,020.54	263.69
667.76	699.29	832.55	620.13	733.00	765.43	9,876.08	1,722,387.66	823.01	27.06
1,746.89	1,865.94	1,930.58	1,992.26	1,890.77	1,669.92	21,857.52	3,811,951.30	1,821.46	59.88
46.32	37.19	55.93	61.37	48.90	33.69	518.53	90,430.76	43.21	1.42
156.57	155.11	186.52	215.69	378.69	172.79	2,209.31	385,304.42	184.11	6.05
19.65	18.30	17.14	19.26	37.16	16.37	230.96	40,278.64	19.25	0.63
96.31	110.28	98.41	104.78	200.69	102.77	1,265.29	220,667.31	105.44	3.47
71,261.26	78,822.47	74,653.95	71,498.37	69,852.48	68,398.52	951,085.93	165,869,386.19	79,257.16	2,605.71
818.02	869.10	843.03	846.67	840.13	898.29	10,403.02	1,814,287.44	866.92	28.50
233.78	230.11	218.64	180.80	235.90	192.41	2,714.50	473,408.60	226.21	7.44
1,604.38	2,546.87	3,073.60	2,610.65	3,110.52	2,539.57	33,179.80	5,786,557.10	2,764.98	90.90
2,656.17	3,646.07	4,135.27	3,638.12	4,186.54	3,630.27	46,297.32	8,074,253.14	3,858.11	126.84
73,917.44	82,468.54	78,789.23	75,136.49	74,039.02	72,028.80	997,383.25	173,943,639.33	83,115.27	2,732.56

Monthly Production of Condensate in 2021 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	1,003,272	922,982	1,094,901	1,047,674	1,089,824	999,278
CTEP	B12/27	Pailin	517,984	502,047	574,277	522,270	443,561	505,152
PTTEP	15-16	Bongkot	367,270	324,420	380,336	356,933	421,368	411,258
PTTEP	16-17	Bongkot South	284,245	267,309	282,039	268,610	311,222	287,226
PTTEP	14A-16A	Arthit	340,427	295,439	358,290	359,037	399,680	400,671
PTTEP	G12/48	G12/48	29,889	27,070	28,184	29,741	11,735	12,447
Total Offshore			2,543,087	2,339,267	2,718,027	2,584,265	2,677,390	2,616,032
PTTEP SP	EU1, E5	Sinphuhorm	8,734	8,166	8,985	8,786	8,943	7,924
Total Onshore			8,734	8,166	8,985	8,786	8,943	7,924
Grand Total			2,551,821	2,347,434	2,727,013	2,593,051	2,686,333	2,623,956

Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	TOTAL	CRUDE EQ.(BOE)	Avg.BBL/ Month	Avg., BBLD
809,878	671,590	663,638	623,470	519,966	483,086	9,929,559	9,031,927	827,463	27,204
455,931	560,971	528,337	545,600	511,691	514,548	6,182,369	5,623,483	515,197	16,938
357,954	464,421	454,794	443,820	401,270	393,855	4,777,699	4,345,795	398,142	13,090
250,186	292,783	291,230	218,465	290,392	300,893	3,344,600	3,042,248	278,717	9,163
369,073	396,616	398,228	366,744	390,104	459,126	4,533,435	4,123,612	377,786	12,420
9,439	10,129	12,324	8,895	10,173	11,559	201,585	183,362	16,798.75	552.29
2,252,461	2,396,510	2,348,552	2,206,994	2,123,596	2,163,066	28,969,247	26,350,427	2,414,104	79,367.80
3,271	8,327	8,200	7,002	8,738	7,095	94,171	85,658	7,848	258
3,271	8,327	8,200	7,002	8,738	7,095	94,171	85,658	7,848	258
2,255,731	2,404,837	2,356,751	2,213,995	2,132,333	2,170,162	29,063,418	26,436,085	2,421,952	79,626

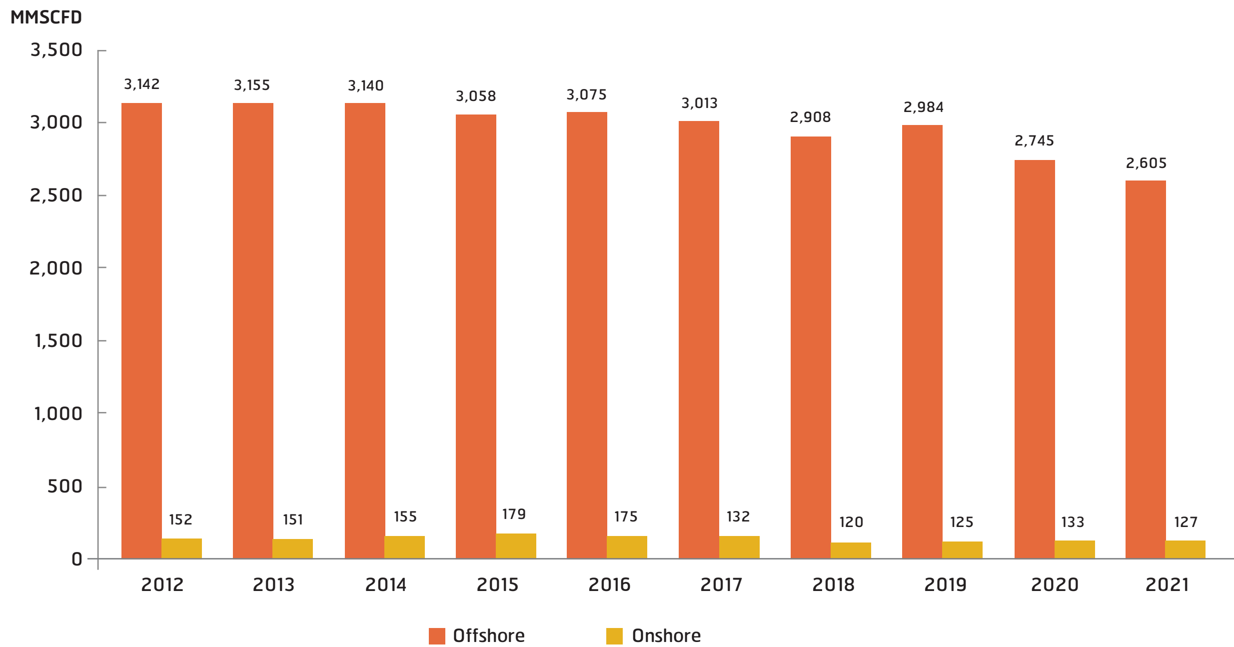
Monthly Production of Crude Oil in 2021 (BBL)

Operator	Block	Field	Jan-21	Feb-21	Mar-21	Apr-21	May-21	Jun-21
CTEP	10-13 10A 11A	Erawan Group U1235	624,020	601,456	588,925	565,998	530,536	551,440
Chevron Pattani	G4/48	Yung Thong	2,272	1,891	2,577	1,241	2,223	1,280
COTL	B8/32	Tantawan Group, Benchamas	431,943	328,281	360,524	428,243	597,781	521,280
COTL	G4/43	Lanta, Surin	96,817	84,231	122,792	87,049	75,159	77,875
MP B5	B5/27	Jusmine, Ban Yen	317,957	313,964	354,943	279,256	310,280	302,040
MP G1	G1/48	Manora	215,746	211,416	224,359	222,833	223,841	226,869
MP G11	G11/48	Nong Yao	279,693	249,291	242,610	227,302	284,610	298,252
Medco	B8/38	Bualuang	259,493	222,916	234,250	223,705	221,062	212,300
Total Offshore			2,227,941	2,013,447	2,130,979	2,035,627	2,245,492	2,191,336
PTTEP Siam	S1	Sirikit et al.	849,848	794,451	857,753	811,172	892,373	869,592
PTTEP Inter	PTTEP 1	Kamphaeng Saen, U-Thong, Sang Krajai	5,834	5,214	5,866	5,557	6,126	5,673
PTTEP Inter	L54/43	Nong Phak Chi	21,395	19,674	20,990	20,111	21,737	21,124
SINO US.	NC	Bung Ya, Bung Muang	11,259	9,719	11,111	10,263	-	-
CNPCHK	L1/64	L1/64 Bung Ya	-	-	-	-	-	-
CNPCHK	L21/43	Bung Ya West, Nong Sa, Bung Mung West	19,067	17,396	20,932	18,643	15,654	14,978
ECOE	SW1	Wichianburi, Na Sanun, Si thep	2,732	2,405	2,501	2,418	2,458	2,334
ECOR	L33/43	L33	865	711	670	473	709	618
ECOR	L44/43	Nasanun East, Bo Rang North	12,286	10,615	11,970	11,296	11,211	11,519
POS	L53/48	L53	2,949	2,871	2,405	2,173	3,254	2,751
Total Onshore			926,234	863,055	934,198	882,105	953,523	928,589
Grand Total			3,154,175	2,876,502	3,065,177	2,917,732	3,199,015	3,119,925
		Fang	23,276	21,684	21,444	20,291	19,754	19,502
		Sirikit (LPG, Ton)	5,590	5,428	6,002	5,739	6.011	5,800

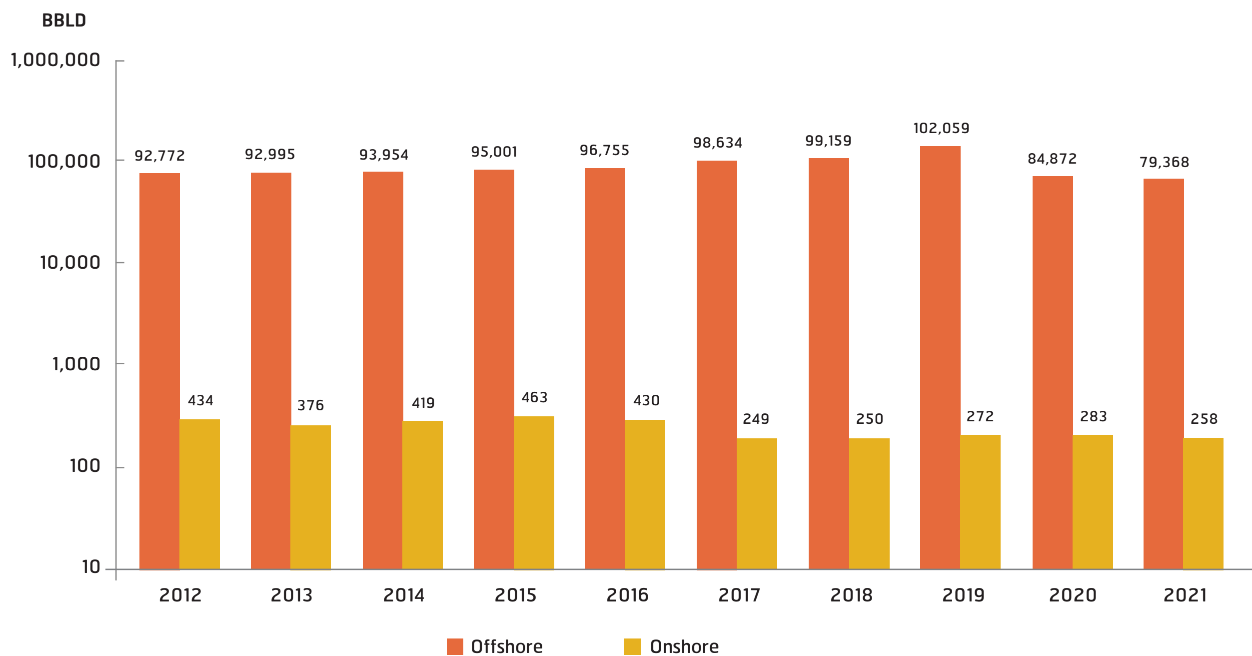
หมายเหตุ : แปลงสำรวจบนบกหมายเลข NC สิ้นสุดสัมปทานในเดือนพฤษภาคม และได้เปิดสัมปทานใหม่เป็นแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/64 ซึ่งกลับมาผลิตอีกครั้งในเดือนธันวาคม 2564

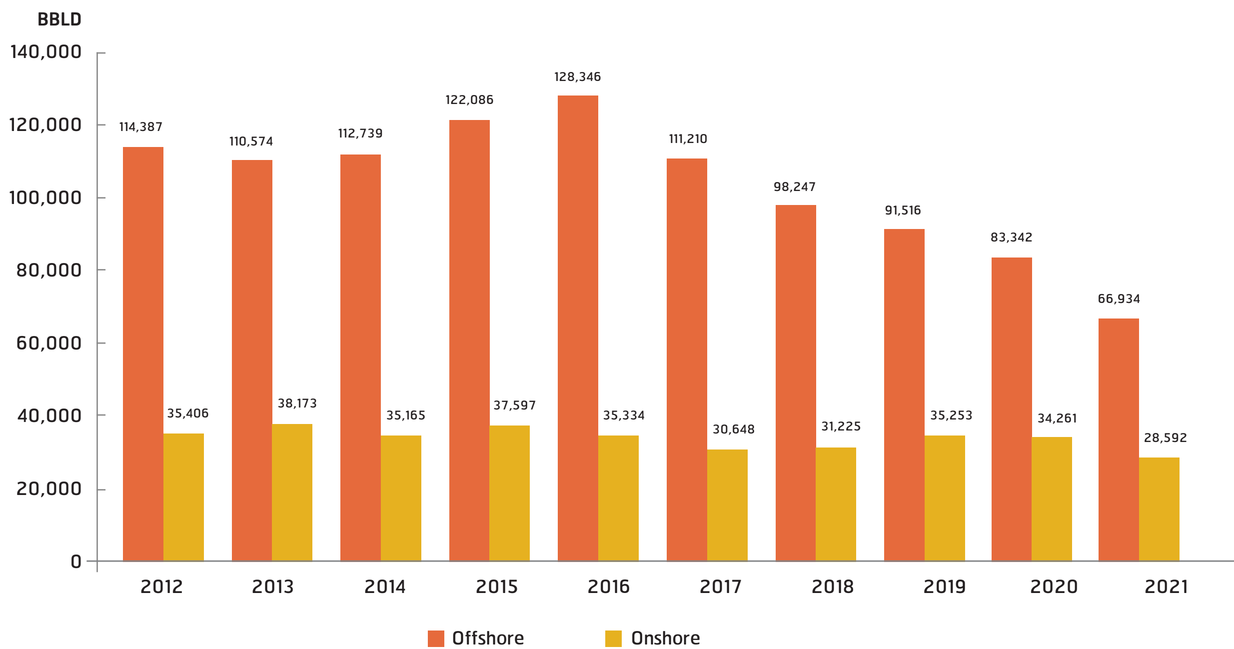
Jul-21	Aug-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dec-21	TOTAL	Avg.BBL/Month	Avg., BBLD
395,665	425,734	413,622	404,932	404,932	355,579	5,862,839	488,569.92	16,063
-	-	-	2,189	799	1,763	16,235	1,803.89	59
490,251	489,094	426,198	452,569	452,569	416,425	5,395,158	449,597	14,781
75,865	85,328	90,586	87,901	87,901	67,820	1,039,324	86,610	2,847
297,944	283,886	265,494	325,598	325,598	290,849	3,667,810	305,651	10,049
228,129	217,479	165,445	196,508	196,508	152,051	2,481,184	206,765	6,798
298,186	325,982	274,550	306,357	306,357	317,089	3,410,279	284,190	9,343
213,494	207,214	192,602	193,370	186,276	191,486	2,558,168	213,181	7,009
1,999,533	**2,034,718**	**1,828,497**	**1,969,425**	**1,960,941**	**1,793,062**	**24,430,996**	**2,035,916**	**66,934**
859,115	798,524	774,685	709,775	709,775	737,097	9,664,161	805,347	26,477
5,526	5,477	6,243	6,479	6,510	6,851	71,355	5,946.24	195
22,370	23,185	21,333	18,848	17,910	17,360	246,037	20,503	674
-	-	-	-	-	-	42,352	10,588.08	352.94
-	-	-	-	-	4,543	4,543	4,543.40	146.56
16,675	15,591	14,571	15,058	15,058	15,426	199,047	16,587	545
2,235	2,196	2,180	2,383	2,383	2,407	28,634	2,386	78
606	612	591	613	613	614	7,695	641	21.08
13,306	13,679	12,310	10,130	10,130	11,425	139,876	11,656	383
2,262	3,192	3,105	3,150	3,150	1,025	32,288	2,691	88
922,096	**862,456**	**835,017**	**766,436**	**765,529**	**796,750**	**10,435,987**	**869,666**	**28,592**
2,921,629	**2,897,173**	**2,663,514**	**2,735,860**	**2,726,469**	**2,589,811**	**34,866,984**	**2,905,582**	**95,526**
20,074	20,286	19,113	20,060	17,878	18,322	241,684	20,140	662
5,834	5,678	5,368	5,408	5,452	5,441	67,747	5,646	186

Average Daily Production of Natural Gas in the year 2012 - 2021



Average Daily Production of Condensate in the year 2012 - 2021




Average Daily Production of Crude Oil in the year 2012 - 2021
BBLD
140,000
120,000
100,000
80,000
60,000
40,000
20,000
0
114,387
35,406
110,574
38,173
112,739
35,165
122,086
37,597
128,346
35,334
111,210
30,648
98,247
31,225
91,516
35,253
83,342
34,261
66,934
28,592
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
Offshore
Onshore


NPLQ

11.4
บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย
PETROLEUM CONCESSIONAIRES IN THAILAND

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
1. **บริษัท อพิโก แอลแอลซี** 2. **บริษัท อพิโก้ (โคราช) จำกัด** ชั้น 14 อาคารเอ็มไพร์ ทาวเวอร์ ห้อง 14-08 195 ถนนสาทรใต้ แขวงยานนาวา เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2659-5805 โทรสาร : 0-2659-5810	1. Apico LLC 2. Apico (Khorat) Limited 14th Floor, Empire Tower Building, Suite 14-08 195 South Sathorn Road, Kwang Yannawa Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2659-5805 Fax : 0-2659-5810
3. **บริษัท บีจี เอเชีย อิงค์** 4. **บริษัท ปิโตรเลียม รีซอสเซส (ไทยแลนด์) พีทีวาย ลิมิเต็ด** 10 ถนนสุนทรโกษา เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2262-6000 โทรสาร : 0-2249-8337	3. BG Asia Inc. Ltd. 4. Petroleum Resources (Thailand) Pty Limited 10 Soonthornkosa Rd. Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2262-6000 Fax : 0-2249-8337
5. **บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด** 6. **บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด** 7. **บริษัท เชฟรอน ปัตตานี จำกัด** 8. **บริษัท เชฟรอน บล็อก บี 8 32 (ประเทศไทย) จำกัด** 9. **บริษัท เชฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด** 10. **บริษัท** Chevron Blocks 5 & 6 Ltd. 11. **บริษัท** Chevron Overseas Petroleum (Thailand) Ltd. 12. **บริษัท** B8/32 Partners Ltd. อาคาร 3 ไทยพาณิชย์ปาร์คพลาซ่า 19 ถนนรัชดาภิเษก เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2545-5555 โทรสาร : 0-2545-5554, 0-2545-5352	5. Chevron Thailand Exploration and Production Ltd. 6. Chevron Offshore (Thailand) Ltd. 7. Chevron Pattani, Ltd. 8. Chevron Block B8 32 (Thailand) Ltd. 9. Chevron Petroleum (Thailand) Ltd. 10. Chevron Blocks 5 & 6 Ltd. 11. Chevron Overseas Petroleum Thailand Ltd. 12. B8/32 Partners Ltd. Tower III, SCB Park Plaza 19 Ratchadapisek Road Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2545-5555 Fax : 0-2545-5554, 0-2545-5352
13. **บริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซ์โพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์** ชั้น 11 3195/16 ถนนพระราม 4 เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2262-4000, 0-2661-3100 โทรสาร : 0-2262-4805	13. ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc. 11th 3195/16, Rama IV Road Kwang Klong Toey, Khet Klong Toey, Bangkok 10110 Tel : 0-2262-4000, 0-2661-3100 Fax : 0-2262-4805
14. **บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี่ (กัลฟ์ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด** 15. **บริษัท คริสเอ็นเนอร์ยี่ จี10 (ประเทศไทย) จำกัด** 16. **บริษัท นงเยาว์ จี11 (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด** ชั้น 7 แอทธินี ทาวเวอร์ 63 ถนนวิทยุ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพฯ 10330 โทรศัพท์ : 0-2309-5799 โทรสาร : 0-2309- 5798	14. KrisEnergy (Gulf of Thailand) Ltd. 15. KrisEnergy G10 (Thailand) Limited 16. Nong Yao G11 (Thailand) Limited 7th Floor, Athenee Tower 63 Wireless Road Lumpini, Pathumwan Bangkok 10330 Tel : 0-2309-5799 Fax : 0-2309- 5798

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
17. มิตซุย ออยล์ เอ็กซโปลเรชั่น คัมปะนี ลิมิเต็ด **18. บริษัท โมเอโกะ ไทยแลนด์ จำกัด** **19. บริษัท สยาม โมเอโกะ จำกัด** ชั้น 28 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2677-7520 โทรสาร : 0-2677-7527	**17. Mitsui Oil Exploration Co., Ltd.** **18. Moeco Thailand Co., Ltd.** **19. Siam Moeco Co., Ltd.** 28th Floor, Q House Lumpini Building 1 South Sathorn Road, Kwang Thungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2677-7520 Fax : 0-2677-7527
20. บริษัท เซปซ่า เอ็นเนอร์ยี่ (ประเทศไทย) จำกัด ชั้น 16 อาคารเอ็กเชน ทาวเวอร์ ห้อง 1601-1602, 1604 388 ถนนสุขุมวิท แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2610-0555 โทรสาร : 0-2610-0541	**20. CEPSA Energy (Thailand) Ltd.** 16th Floor, Exchange Tower, Unit 1601-1602, 1604 388 Sukhumvit Road Kwang Klongtoey, Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2610-0555 Fax : 0-2610-0541
21. บริษัท นอร์ธเทิร์น กัลฟ์ ปิโตรเลียม พีทีอี จำกัด ชั้น 2 อาคารซันทาวเวอร์ส บี, ห้อง บี 205 123 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจอมพล เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2617-6107 โทรสาร : 0-2617-6104	**21. Northern Gulf Petroleum Pte. Ltd.** 2nd floor Suntowers Building B, Unit B205 123 Vibhavadi-Rangsit Road, Kwang Chomphon Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2617-6107 Fax : 0-2617-6104
22. บริษัท ออเร้นจ์ เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2537-4000, 0-2537-4376 โทรสาร : 0-2537-4308	**22. Orange Energy Limited** 555/1 Energy complex, Building A, 6th, 19th-36th Floor, Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2537-4000, 0-2537-4376 Fax : 0-2537-4308
23. อีโค่ โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด **24. บริษัท อีโค่ โอเรียนท์ รีซอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด** อาคารรสาทาวเวอร์ 2 ชั้น12 ห้อง 1203 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพ 10900 โทรศัพท์ : 0-2937-1126-9 โทรสาร : 0-2937-1130	**23. Eco Orient Energy (Thailand) Limited** **24. Eco Orient Resources (Thailand) Limited** 12th Floor, Rasa Tower II,Unit No.1203, 555 Phaholyothin Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2937-1126-9 Fax : 0-2937-1130
25. บริษัท แพน โอเรียนท์ เอ็นเนอยี่ (สยาม) ลิมิเต็ด อาคารรสาทาวเวอร์ 2 ชั้น17 ห้อง 1702 555 ถนนพหลโยธิน แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพ 10900 โทรศัพท์ : 0-2937-1138-40 โทรสาร : 0-2937-0841	**25. Pan Orient Energy (Siam) Limited** 17th Floor, Rasa Tower II,Unit No.1702, 555 Phaholyothin Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2937-1138-40 Fax : 0-2937-0841
26. บริษัท เอ็มพี บี5 (ประเทศไทย) จำกัด **27. บริษัท เอ็มพี จี1 (ประเทศไทย) จำกัด** **28. บริษัท เอ็มพี จี6 (ประเทศไทย) จำกัด** **29. บริษัท เอ็มพี จี11 (ประเทศไทย) จำกัด** ชั้น 31 อาคารชินวัตรทาวเวอร์ 3 1010 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2792-9777 โทรสาร : 0-2792-9742, 02-792-9741	**26. MP B5 (Thailand) Limited** **27. MP G1 (Thailand) Limited** **28. MP G6 (Thailand) Limited** **29. MP G11 (Thailand) Limited** 31st Floor, Shinawatra Tower III 1010, Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2792-9777 Fax : 0-2792-9742, 0-2792-9741

บริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	Petroleum Concessionaires in Thailand
30. บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) 31. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด 32. บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด 33. บริษัท พีทีทีอีพี เอสพี ลิมิเต็ด 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้น 6, 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์ : 0-2537-4000 โทรสาร : 0-2537-4333, 0-2537-4444	30. PTT Exploration and Production Public Company Limited 31. PTTEP International Limited 32. PTTEP Siam Ltd. 33. PTTEP SP Limited 555/1 Energy complex, Building A, 6th, 19th-36th Floor, Vibhavadi Rangsit Road, Kwang Chatuchak, Khet Chatuchak, Bangkok 10900 Tel : 0-2537-4000 Fax : 0-2537-4333, 0-2537-4444
34. บริษัท พลังโสภณ จำกัด ชั้น 21 อาคารกรุงเทพประกันภัย/ไว.ดับยู.ซี.เอ. 25 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2677-4177 โทรสาร : 0-2677-4176	34. Palang Sophon Limited 21st Floor, Bangkok Insurance /Y.W.C.A. 25 South Sathorn Road, Kwang Tungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2677-4177 Fax : 0-2677-4176
35. บริษัท เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (อีแอนด์พี) ลิมิเต็ด 36. บริษัท เมดโค เอนเนอร์จี ไทยแลนด์ (บัวหลวง) ลิมิเต็ด ชั้น 28 ห้อง 2802 อาคารคิวเฮ้าส์ ลุมพินี 1 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2620-0800 โทรสาร : 0-2620-0820	35. Medco Energi Thailand (E&P) Limited 36. Medco Energi Thailand (Bualuang) Limted 28th Floor, Unit 2802, Q House Lumpini Building 1 South Sathorn Road, Kwang Thungmahamek Khet Sathorn, Bangkok 10120 Tel : 0-2620-0800 Fax : 0-2620-0820
37. บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด ชั้น 22 เลครัชดาออฟฟิศ คอมเพล็กซ์ 193/94 ถนนรัชดาภิเษก แขวงคลองเตย เขตคลองเตย กรุงเทพฯ 10110 โทรศัพท์ : 0-2260-6181-3 โทรสาร : 0-2258-9926	37. CNPCHK (Thailand) Limited 22nd Floor, Lake Rajada Office Complex 193/94 Ratchadapisek Road, Kwang Klongtoey Khet Klongtoey, Bangkok 10110 Tel : 0-2260-6181-3 Fax : 0-2258-9926
38. บริษัท โททาล อี แอนด์ พี ไทยแลนด์ ชั้น 12 อาคารเอเชีย เซ็นเตอร์ 173/5 ถนนสาทรใต้ แขวงทุ่งมหาเมฆ เขตสาทร กรุงเทพฯ 10120 โทรศัพท์ : 0-2036-6633 โทรสาร : 0-2163-6372	38. Total E and P Thailand 12th Floor, Asia Center Building 173/5 South Sathorn Road, Kwang Tungmahamek, Khet Sathorn Bangkok 10120 Tel : 0-2036-6633 Fax : 0-2163-6372
39. แทป เอ็นเนอร์จี (ประเทศไทย) พีทีวาย แอลทีดี 7 ซอยโชคชัย 4 ซอย 77 ถนนโชคชัย 4 แขวงลาดพร้าว เขตลาดพร้าว กรุงเทพฯ 10230 โทรศัพท์ : 0-2245-0688	39. Tap Energy (Thailand) Pty Ltd. 7 Chokchai 4, Soi 77, Chokchai 4 Road Kwang Ladprao, Khet Ladprao Bangkok 10230 Tel : 0-2245-0688
40. บริษัท ทวินซ่า ออยล์ ลิมิเต็ด 41. บริษัท ทวินซ่า ออยล์ (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด 152 ถนน Beach Road ยูนิตที่ 12-01 อาคาร Gateway East รหัสไปรษณีย์สิงคโปร์ 189721 โทรศัพท์ : (+65) 6595-0680	40. Twinza Oil Limited 41. Twinza Oil (Thailand) Limited 152 Beach Road #12-01 Gateway East Singapore 189721 Tel : (+65) 6595-0680
42. บริษัท Idemitsu Kosan Co.,Ltd. -	42. Idemitsu Kosan Co.,Ltd. 2-1, Otemachi 1-chome Chiyoda-ku, Tokyo 100-8321, Japan





Department of Mineral Fuels
MINISTRY OF ENERGY

NEW CHALLENGE

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
กระทรวงพลังงาน
ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้นที่ 21-22
เลขที่ 555/2 ถนนวิภาวดีรังสิต
แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กทม. 10900
โทร. 0-2794-3000
โทรสาร. 0-2794-3061



www.dmf.go.th